

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ подстанция Спасск – подстанция Мучная и защита шин 110 кВ подстанция Спасск в Приморском крае

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

И. С. Дьяченко

Руководитель
преподаватель

подпись, дата

Д. А. Коршик

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. выпускной квалификационной работы (проекта): _____
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствиесодержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте) _____

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы (проекта) _____

3. Недостатки работы (проекта) _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 с., 10 рисунков, 11 таблиц, 32 использованных источника.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТЕРМИНАЛ, УСТАВКА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ.

В данном дипломном проекте был произведен расчет микропроцессорной релейной защиты воздушной линии 110 кВ. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции; Рассмотрен вопрос об электромагнитной совместимости терминалов микропроцессорной релейной защиты и электромагнитных реле. Рассмотрено оборудование предприятия ООО НПП «ЭКРА», приведены рекомендации по расчету уставок релейной защиты на примере терминала ШЭ2607 011021, а также была запроектирована дифференциальная защита шин вместо терминала ШЭ2607 063, т.к. ООО НПП «ЭКРА» не смогли предоставить схему данного терминала.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Основная часть	13
1.1 Характеристика района воздушной линии электропередачи 110 кВ «Спасск - Мучная»	13
1.2 Расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	14
1.2.1 Общие положения	14
1.2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	16
1.2.3 Расчет токов короткого замыкания	17
1.3 Выбор электрических аппаратов	18
1.3.1 Общие положения	19
1.3.2 Выбор выключателей и разъединителей	19
1.3.3 Выбор трансформаторов тока	22
1.4 Выбор сечения воздушной линии	25
1.5 Расчет уставок релейной защиты и автоматики	26
1.5.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	28
1.5.1.1 Расчет уставок срабатывания защиты	28
1.5.1.2 Дистанционная защита линии, реализованная на микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021	32
1.5.2 Токовая защита нулевой последовательности	34
1.5.2.1 Расчет уставок срабатывания	34
1.5.2.2 Токовая защита нулевой последовательности, реализованная на микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021	37
1.5.3 Ступенчатая токовая защита	38
1.6 Противоаварийная автоматика	39

1.6.1	Устройство резервирования при отказе выключателя (ВФР)	39
1.6.1.1	Применение	39
1.6.1.2	Конструкция УРОВ	39
1.6.1.3	Функциональный блок	40
1.6.1.4	Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (ВФР)	41
1.6.2	Автоматика управления выключателем	41
1.6.3	Шкаф отбора напряжения (ШОН)	43
1.6.4	Автоматическое повторное включение (АПВ)	43
2	Терминалы производства ООО НПП «ЭКРА»	48
2.1	Введение	48
2.2	Общие положения	51
2.3	Краткое описание микропроцессорных шкафов защит шин и линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ производства ООО НПП «ЭКРА»	
2.3.1	Шкафы ШЭ2607 011021, ШЭ2607 012021	52
2.3.2	Шкафы ШЭ2607 063 для защиты шин	54
2.4	Рекомендации для расчета уставок защит линий электропередач напряжением 110 – 220 кВ ООО НПП «ЭКРА»	55
2.4.1	Рекомендации для расчета уставок дистанционной защиты (ДЗ) от всех видов коротких замыканий	56
2.4.1.1	Порядок расчета параметров ИО ДЗ от всех видов КЗ	58
2.4.1.2	Определение параметров характеристик срабатывания ИО ДЗ	60
2.4.1.3	Определение значений уставок ИО определителя вида повреждения (ОВП)	79
2.4.1.4	Определение параметров устройства БК	84
2.4.2	Рекомендации для расчета уставок токовой защиты	

	нулевой последовательности (ТЗНП)	85
	2.4.2.1 Порядок расчета уставок ТЗНП	85
	2.4.2.2 Выбор параметров срабатывания ИО	
	НМНП	86
2.5	Электромагнитная совместимость – проблемы терминалов	93
	2.5.1 Электромагнитная обстановка на энергетических и промышленных объектах	93
	2.5.2 Проблема ЭМС в устройствах релейной защиты и автоматики	101
	Заключение	104
	Библиографический список	105

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН - ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

Одним из характерных признаков эффективности энергосистемы является ее динамичное развитие и расширение как за счет ввода в работу новых объектов, так и за счет реконструкции существующих подстанций.

Основной целью ставится повышение надежности электроснабжения потребителей, желателен перевод релейной защиты на современные микропроцессорные терминалы. Использование этих терминалов дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания. Один небольшой по размерам микропроцессорный терминал может заменить целую группу обычных электромеханических реле. Благодаря этому, можно сэкономить дорогостоящие площади, занимаемые шкафами с релейной защитой. Также микропроцессорная релейная защита позволяет реализовать значительно более высокую чувствительность к аварийным режимам, чем электромеханические реле. В совокупности с высокой надежностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении.

В последнее время прослеживается тенденция сближения по основным техническим характеристикам, эксплуатационным и сервисным возможностям цифровых терминалов релейной защиты и автоматики различных производителей. В этих условиях важнейшими задачами становятся проблемы повышения технологичности, надежности и помехозащищенности продукции, мероприятия по увеличению жизненного цикла цифровых терминалов в условиях быстрого морального старения их основных электронных компонентов, расширение, стандартизация и унификация сетевых интерфейсов и протоколов. Современные тенденции развития релейной защиты обусловлены повсеместным отказом от электромеханических устройств релейной защиты (ЭМРЗ) и переходом к микропроцессорным устройствам релейной защиты (МУРЗ). Как показано

главной причиной этого является не наличие каких-то принципиальных недостатков у ЭМРЗ или их неспособности обеспечить надежную защиту энергетических объектов, а сверхприбыль производителей, получаемой ими при переходе от производства ЭМРЗ к производству МУРЗ.

Актуальностью дипломного проекта является проектирование современной микропроцессорной релейной защиты воздушной линии электропередач 110 кВ «Спасск» и ПС 110 кВ «Мучная».

Микропроцессорная техника позволяет расширить функциональные возможности подсистем АСУ ТП, реализуемых на ней, и облегчить их эксплуатацию за счет:

- значительного упрощения реализации сложных алгоритмов и, следовательно, появления возможности усложнения и расширения функций АСУ ТП;

- упрощения внесения изменений в алгоритмы (при санкционированном доступе к таким изменениям) с одновременной автоматической регистрацией факта доступа и внесенных изменений;

- возможности резервирования технических средств при минимальном усложнении системы;

- возможности непрерывного контроля достоверности входной информации с сигнализацией и регистрацией неисправности отдельных датчиков или каналов связи;

- возможности контроля выдачи команд на исполнительные устройства с сигнализацией и регистрацией факта отсутствия команды в условиях, когда она должна быть;

- возможности контроля выполнения команд по факту и во времени;

- самодиагностики аппаратных и программных средств с сигнализацией и регистрацией отказов, с указанием отказавшего элемента;

- возможности разработки алгоритмов блокировки влияния некоторых из появившихся неисправностей, например, путем реконфигурации резервированных структур;
- возможности санкционированного контроля состояния любого датчика, элемента технических средств или алгоритма;
- возможности фиксации времени возникновения всех регистрируемых событий;
- автоматической подготовки отчетной документации;
- уменьшения объема и упрощения процедуры опробования ТЗ и блокировок;
- более высокой ремонтпригодности;
- значительного уменьшения габаритных размеров при расширении функций.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика района ВЛ 110 кВ «Спасск - Мучная»

Основные климатические характеристики Спасского следующие:

- максимальная температура воздуха - плюс 24° С; минимальная температура воздуха - минус 15° С;
- преобладают ветра северо-западного направления, если средние годовые скорости ветра 1-3,5 м/сек, то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости становятся равными 2-2,5 м/сек., а в отдельные дни достигают 10-15 м/сек.;
- средняя глубина снежного покрова составляет 10-20 см, по северу района 41-56;
- характерной особенностью почв участка является чрезвычайная мозаичность их распределения по территории участка, а поэтому типы почв не всегда ярко выражены. По механическому составу наиболее распространены среднесуглинистые. Болотные типы почв имеют распространение по донам рек и у подножий склонов. Сильное расчленение рельефа, наличие вечной мерзлоты, близкое залегание коренных пород и неравномерное распределение осадков в течение года создает большие различия в степени увлажнения.
- Территория участка сильно изрезана густой сетью рек, ручьев, ключей. На территории участка имеется ряд мелких озер - стариц. В различных направлениях территорию участка пересекают многочисленные речки и ручьи, которые создают естественный сток грунтовых и паводковых вод.
- Район расположен в зоне 1-6 – балльной сейсмичности.

1.2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования

1.2.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;
- не учитывают влияние нагрузки;
- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение $\frac{x}{r}$ более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{пт} = I_{п0}$.

1.2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

Расчет выполняем в именованных величинах приближенным способом.

Составляем схему замещения.

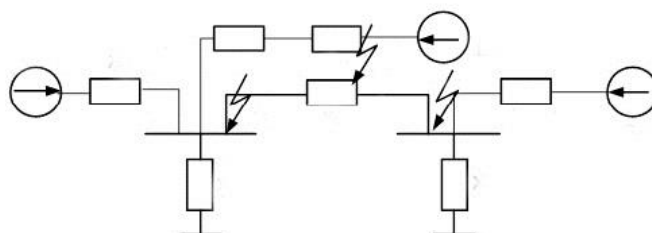


Рисунок 1 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}, \quad (1)$$

где $I_{кз}$ - ток к.з. на шинах, кА.

Сопротивления системы:

$$X_{c1} = \frac{U_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 1,2} = 105,848 \text{ Ом} \quad (2)$$

$$X_{c2} = \frac{U_{ном2}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 3} = 42,339 \text{ Ом} \quad (3)$$

$$X_{c3} = \frac{U_{ном3}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 3,7} = 34,329 \text{ Ом} \quad (4)$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{y\partial} \cdot l, \quad (5)$$

где $X_{y\partial}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$$X_{Л1} = X_{y\partial} \cdot l = 0,4 \cdot 174 = 69,6 \text{ Ом}, \quad (6)$$

$$X_{Л2} = X_{y\partial} \cdot l = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 176,5 = 35,36 \text{ Ом}, \quad (7)$$

1.2.3 Расчёт токов КЗ

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (8)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (9)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Определим токи трёхфазного, двухфазного и однофазного КЗ в точке К–1 (шины 110 кВ ПС «Мучная»):

$$X_1 = X_{C3} + X_{Л1} = 34,329 + 69,6 = 103,929 \text{ Ом}; \quad (10)$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} = 42,339 + 35,36 = 77,699 \text{ Ом}; \quad (11)$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 44,46 \text{ Ом}; \quad (12)$$

$$X_{m} = \frac{X_{c2} \cdot X_3}{X_{c2} + X_3} = 31,316 \text{ Ом}; \quad (13)$$

$$I_{пО(K-1)}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_m} = 4,056 \text{ кА}. \quad (14)$$

$$I_{пО(K-1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{пО(K-1)}^{(3)} = 3,513 \text{ кА}. \quad (15)$$

$$X_4 = \frac{X_{mp2} \cdot X_{c3}}{X_{mp2} + X_{c3}} = 19,677 \text{ Ом}; \quad (16)$$

$$X_5 = X_4 + 3 \cdot X_{Л1} = 19,677 + 3 \cdot 69,6 = 228,477 \text{ Ом}; \quad (17)$$

$$X_6 = X_{c2} + 3 \cdot X_{Л2} = 42,339 + 3 \cdot 35,36 = 148,419 \text{ Ом}; \quad (18)$$

$$X_7 = \frac{X_{c1} \cdot X_6}{X_{c1} + X_6} = 61,812 \text{ Ом}; \quad (19)$$

$$X_8 = \frac{X_5 \cdot X_7}{X_5 + X_7} = 48,65 \text{ Ом}; \quad (20)$$

$$X_{nn} = \frac{X_8 \cdot X_{mp1}}{X_8 + X_{mp1}} = 31,846 \text{ Ом}; \quad (21)$$

$$I_{кА1}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{nn} + X_{on} + X_{nn})} = \frac{3 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot (31,316 + 31,316 + 31,846)} = 4,033 \text{ кА}. \quad (22)$$

Рассчитываем апериодическую составляющую и ударный ток КЗ:

$$i_{at(K-1)} = \sqrt{2} \cdot 4,056 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 4,11 \text{ кА}; \quad (23)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0} = 1,716 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,056 = 9,84 \text{ кА}. \quad (24)$$

Аналогично проводим расчет токов КЗ для точек К-2 и К-3. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчётов токов КЗ сводим в таблицу 1

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{n0}^{(3)} = I_{nt}, \text{ кА}$	$I_{n0}^{(2)}, \text{ кА}$	$I_{n0}^{(1)}, \text{ кА}$	$T_a, \text{ с}$	K_y	$i_{a0}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$
<i>K1</i>	4,056	3,513	4,033	0,03	1,716	4,11	9,84
<i>K2</i>	3,433	2,973	-	0,02	1,61	2,945	7,82
<i>K3</i>	4,81	4,166	5,367	0,05	1,82	5,569	12,38

1.3 Выбор электрических аппаратов

1.3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование подороже и понадежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

1.3.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произвожу выбор выключателей ОРУ – 110 кВ по параметрам:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (25)$$

по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (26)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,158 \text{ кА}. \quad (27)$$

Проверяем по отключающей способности

$$I_{n0} \leq I_{откл. ном}. \quad (28)$$

На шинах РУВН 110 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГУ- 110 - 45/3150 У1. При этом произвожу следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя

$$Вк = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 4,056^2 \cdot (0,037 + 0,03) = 1,102 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (29)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с из /13/ .

$$I_{н.о} = 4,056 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} = 0,037 \text{ с}, \quad (30)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 45}{100} = 29,9 \text{ кА}, \quad (31)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 4,056 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 4,11 \text{ кА.} \quad (32)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (33)$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 2 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{рmax} = 158 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 150 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,84 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,102 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 45 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,056 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 45 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,056 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 29,9 \text{ кА}$	$I_{ат} = 4,11 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

Таблица 3 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$

$I_n = 3150 \text{ A}$	$I_{p.max} = 158 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,84 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,102 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

По данным сравнения выбираю марки:

выключателей ВГУ – 110 - 40/3150У1;

разъединителей РНДЗ-110/1000У1.

1.3.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (34)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{Iном}, \quad I_{max} \leq I_{Iном} \quad (35)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

-по конструкции и классу точности;

-по электродинамической стойкости

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{Iном}, \quad (36)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{Iном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

-по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{Iном})^2 t_m, \quad (37)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (38)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (39)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выбор измерительных приборов на ОРУ 110 кВ приведен в таблице 4.

На стороне 110 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 4 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик активной энергии	А2Д – 3 – АЛ – С2Т	2,5		2,5

<i>Счетчик реактивной энергии</i>	<i>A2Д – 3 – AL – C2T</i>	<i>2,5</i>		<i>2,5</i>
<i>Датчик активной энергии</i>	<i>E-849</i>	<i>1</i>		<i>1</i>
<i>Датчик реактивной энергии</i>	<i>E-830</i>	<i>1</i>		<i>1</i>
<i>Итого</i>		<i>9,5</i>	<i>1,5</i>	<i>9,5</i>

Выберем марку трансформатора тока ТГФ – 110 У1, с данными:

Справочные данные трансформаторов тока:

$$U_n = 110 \text{ кВ}$$

$$I_n = 1200 \text{ А}$$

$$Z_n = 2 \text{ Ом}$$

$$B_k = 4609 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{9,5}{25} = 0,38 \text{ Ом}; \quad (40)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,38 - 0,1 = 0,72 \text{ Ом}; \quad (41)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{L}{r_{\text{пр}y}} = \frac{100}{0,72 \cdot 32} = 4,3 \text{ мм}^2; \quad (42)$$

где L – длина соединительных проводов ($L = 100 \text{ м}$); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 5.

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением 5 мм^2 .

Таблица 5 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

$U_{нв}$, кВ	L , м
6 - 10	5-6
110	80-100
220	100-140

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L}{S \cdot \gamma} = \frac{100}{5 \cdot 32} = 0.625 \text{ Ом}; \quad (43)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 1,105 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 6.

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1200 \text{ А}$	$I_p = 158 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 1,105 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$B_k = 4609 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,102 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,84 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

1.4 Выбор сечения воздушной линии

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях [1]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (44)$$

Рассчитаем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{31неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{54,45^2 + 14,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 0,148 \text{ кА} \quad (45)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетный ток на линии:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (46)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,2.$$

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0,148 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 0,186 \text{ кА} \quad (47)$$

Выбираю марку провода АС-240/32.

1.5 Расчет уставок релейной защиты и автоматики

При выборе защит необходимо руководствоваться требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ). Защищаемая линия имеет одностороннее питание. На одиночных линиях с односторонним питанием

от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание. От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

При необходимости прокладки специального кабеля использование продольной дифференциальной защиты должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

Для контроля исправности вспомогательных проводов защиты должны быть предусмотрены специальные устройства.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

1. Дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;
2. Токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;

3. Ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии ШЭ2607 011021 производства фирмы ОАО НПП «ЭКРА».

1.5.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

1.5.1.1 Расчет уставок срабатывания защиты

В связи с отсутствием информации при расчете не учитываем активное сопротивление.

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_L, \quad (48)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения, $k_3 = 0,85$ [4, с. 35];

$Z_{л}$ – полное сопротивление линии.

$$Z_{л} = x_{ac240} \cdot l, \quad (49)$$

где $l_{л}$ – длина линии «Спасск - Мучная»,

$$l = 174 \text{ км};$$

x_{ac240} – удельное сопротивление провода $AC - 240$, $x_{ac240} = 0,429$.

$$Z_{л} = 0,429 \cdot 174 = 74,65 \text{ Ом}; \quad (50)$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 74,65 = 63,45 \text{ Ом}. \quad (51)$$

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{с.з.}^I = 0 \text{ с}$.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1. согласование по чувствительности с первой ступенью защиты смежной линии:

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_{л} + k_{отс} \cdot Z_{с.з.см}^{I(II)}), \quad (52)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k'_3 = 0,85$;

$Z_{с.з.см}^{I(II)}$ – уставки срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (3,9 + 0,85 \cdot 47,36) = 112,59 \text{ Ом}. \quad (53)$$

2. отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_{л} + \frac{(1 - \Delta U)^2}{K'_{ток}} \cdot Z_m \right), \quad (54)$$

где ΔU – наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора, $\Delta U = 0,12$ [4, с. 36];

Z_m – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$ – коэффициент токораспределения, $K'_{ток} = 1$.

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(60,06 + \frac{(1 - 0,12)^2}{1} \cdot 119 \right) = 129,38 \text{ Ом}. \quad (55)$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

$129,38 > 112,59$, следовательно принимаем $Z_{с.з.}^{II} = 112,59 \text{ Ом}$.

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем $1,25$.

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{\text{л}}} \geq 1,25; \quad (56)$$

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{112,59}{60,06} = 1,8 > 1,25. \quad (57)$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{\text{сз}}^{II} \geq t_{\text{сз.мп}} + \Delta t; \quad (58)$$

где $t_{\text{сз.мп}}$ – выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

Δt – ступень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной $0,5$ с.

$$t_{\text{сз}}^{II} \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}; \quad (59)$$

Уставка срабатывания третьей ступени.

Уставка выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{\text{мин.экспл.}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}})}, \quad (60)$$

где $U_{\text{мин.экспл.}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, $k_{\text{н}} = 1,2$;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{в}} = 1,1$;

$I_{нагр}$ – ток нагрузки, $I_{нагр} = 0,165 \text{ кА}$;

$$\cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр}) = 1.$$

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot U_{ном}; \quad (61)$$

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot 110 = 99 \text{ кВ}; \quad (62)$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{99}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 0,165 \cdot 1} = 262,43 \text{ Ом}. \quad (63)$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии. Коэффициент чувствительности третьей ступени:

$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_l + \frac{Z_{л.см}}{K_{ток}}} \geq 1,2; \quad (64)$$

$$k_q^{III} = \frac{262,43}{60,06 + \frac{19,89}{1}} = 3,28 \geq 1,2. \quad (65)$$

Дальнее резервирование обеспечивается.

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора $t_{сз.т(p)}$ аналогичным способом:

$$t_{сз}^{III} \geq t_{сз.т(p)} + \Delta t; \quad (66)$$

$$t_{сз}^{III} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}. \quad (67)$$

Принимаем: $Z_{с.з.}^{III} = 262,43 \text{ Ом}$, $t_{с.з.}^{III} = 1 \text{ с}$.

Производим заключение о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени:

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot Z_l \cdot I_k^I}{U_{ср.ном}} \cdot 100, \quad (68)$$

где I_k^I – ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 28,314 \cdot 2,78}{110} \cdot 100 = 105,35 \% ; \quad (69)$$

$$U_{ост} = 150 \% > 60 \% .$$

Следовательно, данная защита может быть использована в качестве основной.

В таблице 7 показаны результаты расчета уставок.

Таблица 7 – Уставки дистанционной защиты

<i>1 комплект – в начале линии «Спасск - Мучная»</i>	
<i>Первая ступень $Z_{сз}^I$, Ом</i>	<i>63,45</i>
<i>Вторая ступень $Z_{сз}^{II}$, Ом</i>	<i>112,59</i>
<i>Третьей ступень $Z_{сз}^{III}$, Ом</i>	<i>262,43</i>
<i>Время срабатывания 1-й ступени $t_{сз}^I$, с</i>	<i>0</i>
<i>Время срабатывания 2-й ступени $t_{сз}^{II}$, с</i>	<i>0,5</i>
<i>Время срабатывания 3-й ступени $t_{сз}^{III}$, с</i>	<i>1</i>

1.5.1.2 Дистанционная защита линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021

В терминале ШЭ2607 011021 уставки сопротивлений устанавливаются в именованных единицах, переведенные через коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения. В набор уставок дистанционной защиты входят:

- *XIPP* - реактивная зона охвата прямой последовательности;
- *RIPP* - активное сопротивление линии прямой последовательности;
- *RFPP* - резистивная зона охвата зоны дистанционной защиты;
- *TIPP* – выдержка времени.

Для первой ступени дистанционной защиты:

$$XIPP = Z_{сз}^I \cdot \sin 77^\circ = 51 \cdot 0,97 = 49,47 \text{ Ом} \quad (70)$$

$$RIPP = Z_{сз}^I \cdot \cos 77^\circ = 51 \cdot 0,22 = 11,22 \text{ Ом} \quad (71)$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 49,47 - 11,22 = 62,9 \text{ Ом} \quad (72)$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X1PP = \frac{X1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{49,47 \cdot 120}{2200} = 2,69 \text{ Ом}; \quad (73)$$

$$R1PP = \frac{R1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{11,22 \cdot 120}{2200} = 0,612 \text{ Ом}; \quad (74)$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{62,9 \cdot 120}{2200} = 3,43 \text{ Ом}. \quad (75)$$

Выдержка времени $T1PP=0$ с.

Для второй ступени дистанционной защиты:

$$X2PP = Z_{C3}^{II} \cdot \sin 77^\circ = 112,59 \cdot 0,97 = 109,2 \text{ Ом}; \quad (76)$$

$$R2PP = Z_{C3}^{II} \cdot \cos 77^\circ = 112,59 \cdot 0,22 = 24,77 \text{ Ом}; \quad (77)$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 109,2 - 24,77 = 139,03 \text{ Ом}. \quad (78)$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X2PP = \frac{X2PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{109,2 \cdot 120}{2200} = 5,9 \text{ Ом}; \quad (79)$$

$$R2PP = \frac{R2PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{24,77 \cdot 120}{2200} = 1,35 \text{ Ом}; \quad (80)$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{139,03 \cdot 120}{2200} = 7,58 \text{ Ом}. \quad (80)$$

Выдержка времени $T2PP=0,5$ с.

Для третьей ступени дистанционной защиты:

$$X3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \sin 77^\circ = 263,43 \cdot 0,97 = 255,52 \text{ Ом}; \quad (81)$$

$$R_{3PP} = Z_{C3}^{III} \cdot \cos 77^\circ = 263,43 \cdot 0,22 = 57,9 \text{ Ом}; \quad (82)$$

$$R_{FPP} = 325,3 \text{ Ом}. \quad (83)$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X_{3PP} = \frac{X_{3PP} \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{255,52 \cdot 120}{2200} = 13,9 \text{ Ом}; \quad (84)$$

$$R_{3PP} = \frac{R_{3PP} \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{57,9 \cdot 120}{2200} = 3,2 \text{ Ом}; \quad (85)$$

$$R_{FPP} = \frac{R_{FPP} \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{325,3 \cdot 120}{2200} = 17,7 \text{ Ом}. \quad (86)$$

Выдержка времени $T_{3PP}=1$

Кроме того, имеются еще и другие ступени дистанционной защиты линии: *IV* и *V*. *IV* – имеет параметры второй ступени, а время срабатывания $t_{cp}^{IV} = 0,3 \text{ с}$ и используется при оперативном ускорении. *V* ступень так же имеет параметры второй ступени, но в отличие от других выполняется обратно направленной.

1.5.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

1.5.2.1 Расчет уставок срабатывания

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.c.з}^I = k_3 \cdot I_{0.max}, \quad (87)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_3 = 1,4$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

Для первого комплекта:

$$I_{0.max I} = 4,056 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.z.I}^I = 1,4 \cdot 4,056 = 5,68 \text{ кА}. \quad (88)$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой. Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 25 % линии в максимальном режиме.

Из-за отсутствия данных выбор второй ступени не будем производить, опишем методику выбора.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.c.z}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot I_{0.max}^{I(II)}, \quad (89)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,
 $k_3 = 1,1$;

$I_{0.max}^{I(II)}$ – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.z.выб}}{I_{0.z.см}}, \quad (90)$$

где $I_{0.z.выб}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.3.см}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.с.з}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (91)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{пер} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$.

$$I_{к.мах}^{(3)} = 12,71 \text{ кА};$$

$$I_{0.с.з}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 12,71 = 0,28 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания третьей ступени должен быть отстроен от броска намагничивающего тока:

$$I_{0.с.з}^{III} = \frac{U_{ном} \cdot C_{б}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot x_{расч}}, \quad (92)$$

где $C_{б}^{(1)}$ – коэффициент затухания броска тока, $C_{б}^{(1)} = 0,46$;

$x_{расч}$ – расчетное сопротивление контура включения трансформатора.

$$x_{расч} = x_m + x_c + x_l; \quad (93)$$

$$x_{расч} = 116 \text{ Ом};$$

$$I_{0.с.з}^{III} = \frac{110 \cdot 0,46}{\sqrt{3} \cdot 116} = 0,134 \text{ кА}. \quad (94)$$

Принимаем $I_{0.с.з}^{III} = 0,28 \text{ кА}$, $t_{0.с.з}^{III} = 1 \text{ с}$.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.с.з}^{III}}, \quad (95)$$

где $I_{0.min}$ – ток в конце смежного участка, $I_{0.min} = I_{KA}$.

$$k_q^{III} = \frac{I}{0,28} = 3,5; \quad (96)$$

$$k_q^{III} = 3,5 > 1,2.$$

Третья ступень защит выполняется, как правило, с органом направления мощности.

1.5.2.2 Токовая защита нулевой последовательности линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021

Перевод уставок с электромеханических реле на уставки в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021 осуществляется по следующей формуле:

$$I_{cp} = \frac{I_{с.з}}{k_{mm} \cdot I} \cdot 100, \quad (97)$$

Приведем пример расчета для первой ступени:

$$I_{cp}^I = \frac{3,58}{120 \cdot I} \cdot 100 = 2,98 \% \quad (98)$$

Расчеты последующих ступеней считаются по аналогии. Результаты запишем в таблицу 8.

Таблица 8 – Уставки ТЗНП реализованные в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021

<i>I комплект – в начале линии «Спасск - Мучная»</i>	
<i>1</i>	<i>2</i>
<i>Первая ступень, I_{cp}^I, %</i>	<i>3,58</i>
<i>Вторая ступень, I_{cp}^{II}, %</i>	<i>-</i>
<i>третья ступень, I_{cp}^{III}, %</i>	<i>0,28</i>
<i>Время срабатывания 1-й ступени t_{cp}^I, с</i>	<i>0</i>
<i>Время срабатывания 2-й ступени t_{cp}^{II}, с</i>	<i>0,5</i>
<i>Время срабатывания 3-й ступени t_{cp}^{III}, с</i>	<i>1</i>

1.5.3 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

1) Ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{сз.МТО} = K_3 \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (99)$$

где K_3 - коэффициент запаса по избирательности, $K_3 = 1,2$.

$$I_{сз.МТО} = 1,2 \cdot 12,71 = 15,25 \text{ кА}.$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка (принимаем двухфазное КЗ в точке К1):

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{сз.МТО}} > 2, \quad (100)$$

$$K_{ч.МТО} = \frac{12,71}{15,25} = 0,83 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в качестве основной.

1.6 Противоаварийная автоматика

1.6.1 Устройство резервирования при отказе выключателя (ВФР)

1.6.1.1 Применение

На практике часто используется местное резервирование защит. Однако в системе устранения повреждения есть одна часть, которая не бывает резервной - это выключатель. Поэтому необходимо использовать устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ).

УРОВ вводится в действие по внутреннему или внешнему отключающему сигналу от какой-либо функции защиты. Если сигнал на отключение посылается сначала на УРОВ, незамедлительно или с очень короткой выдержкой времени, сигнал на повторное отключение может посылааться на защищаемый выключатель. Если по истечении заданного времени ток повреждения продолжает идти через выключатель, то на смежные с ним выключатели подается резервный отключающий сигнал. Таким образом, устранение повреждения обеспечивается даже в случае неисправности выключателя.

1.6.1.2 Конструкция УРОВ

Функция УРОВ инициируется командами на отключение, которые поступают либо от внутренних (в самом терминале), либо от внешних функций защиты через подключение к соответствующим дискретным входам. Для однофазного пуска имеются три отдельных функциональных входа.

Диапазон рабочего значения пофазных измерительных органов тока достаточно широкий. Три независимых таймера t_2 предназначены для пофазного обнаружения отказов выключателя. Дополнительный таймер t_1 предназначен для команды на повторное отключение. Специальная уставка позволяет вводить и выводить из действия повторное отключение, а также выполнять его с контролем или без контроля тока. Команда может

подаваться как на однофазное, так и трехфазное повторное отключение неисправного выключателя.

Специальный адаптивный алгоритм защиты в сочетании с измерением среднеквадратичного значения обеспечивают краткое время возврата измерительных органов тока. Измерение тока устойчиво к переходным процессам, которые могут вызвать нежелательное срабатывание при насыщенных трансформаторах тока.

1.6.1.3 Функциональный блок

Функциональный блок ВФР показан на рисунке 2, входные и выходные сигналы которого приведены в таблицах 9 и 10.

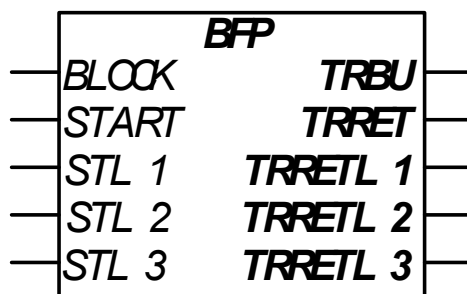


Рисунок 2 – Функциональный блок ВФР

Таблица 9 – Входные сигналы функционального блока ВФР

<i>Сигнал</i>	<i>Описание</i>
BLOCK	<i>Блокирование функции</i>
START	<i>Пуск функции</i>
STL 1	<i>Пуск фазы L 1</i>
STL 2	<i>Пуск фазы L 2</i>
STL 3	<i>Пуск фазы L3</i>

Таблица 10 – Выходные сигналы функционального блока ВФР

<i>Сигнал</i>	<i>Описание</i>
TRBU	<i>Резервное отключение</i>
TRRET	<i>Повторное отключение</i>
TRRETL 1	<i>Повторное отключение фазы L 1</i>
TRRETL 2	<i>Повторное отключение фазы L 2</i>
TRRETL 3	<i>Повторное отключение фазы L 3</i>

1.6.1.4 Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (ВРП)

Технические данные устройства запишем в таблице 11

Таблица 11 – Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (ВРП)

<i>Параметр</i>	<i>Диапазон значений</i>	<i>Точность</i>
<i>Ток срабатывания, $I_{P>}$: (один измерительный орган на фазу)</i>	<i>5-200% от I_b с шагом 1%</i>	<i>$\pm 2,5\%$ от I_r при $I < I_r$ $\pm 2,5\%$ от I при $I > I_r$</i>
<i>Время повторного отключения, t_1</i>	<i>0,000-60.000 с шагом 1мс</i>	<i>$\pm 0,5\%$, ± 10 мс</i>
<i>Время резервного отключения, t_2</i>	<i>0,000-60.000 с шагом 1мс</i>	<i>$\pm 0,5\%$, ± 10 мс</i>
<i>Параметр</i>	<i>Значение</i>	
<i>Время действия на отключение</i>	<i>Не более 18 мс</i>	
<i>Время определения наличия тока</i>	<i>Не более 10 мс</i>	

1.6.2 Автоматика управления выключателем

Комплекс автоматики предназначен для выполнения функций защиты и автоматики управления высоковольтным выключателем. Комплекс содержит один или два комплекта, каждый из которых является полноценным решением для контроля присоединений 110–220 кВ по командам от защит, устройств телемеханики и ключа дистанционного управления. Обеспечена высокая надежность функционирования комплекса за счет применения инновационных конструктивных решений, в том числе реализация независимого управления вторым электромагнитом отключения (ЭМО 2) в отдельном комплекте.

Основные функции устройства

Автоматика управления выключателем:

- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) присоединения и шин с контролем и улавливанием синхронизма;
- включение выключателя от ключа управления и по логике АПВ;
- отключение выключателя от ключа управления и от защит (через ЭМО и ЭМО 2);
- подхват отключения выключателя при протекании тока в ЭМО;
- резервирование отказа выключателя (УРОВ).

Защиты выключателя

- контроль состояния выключателя;
- защита электромагнитов выключателя (ЭМВ, ЭМО1 и ЭМО 2) от длительного протекания тока, защиты от неполнофазного режима (ЗНФР) и непереключения фаз (ЗНФ) для выключателей с пофазным управлением;
- функции диагностики выключателя:
- контроль коммутационного и механического ресурса выключателя;
- контроль затягивания отключения и включения выключателя;
- контроль целостности цепей управления выключателем.

Ступенчатые защиты

- дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и земляных замыканий;
- токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);
- ненаправленная максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО). Отличительные особенности комплекса

Типовые модификации шкафов в зависимости от типа привода выключателя и комплектации защитами. Возможность исполнения шкафа с двумя и тремя терминалами.

Защита и автоматика управления выключателями различного назначения:

- линейный;
- обходной;
- секционный;

- шиносоединительный.

- Анализ всех видов неисправностей, формируемых приводом выключателя.

- Измерение уровня тока электромагнитов выключателя.

Непрерывность контроля и высокая надежность цепей отключения.

Технические характеристики терминала

- Напряжение оперативного питания постоянного или переменного тока — 110–220 В;

- Номинальное переменное напряжение — 100 В;

- Номинальный переменный ток — 1 А или 5 А;

- Рабочий диапазон токов — 0,05—40 I_{ном};

- Рабочий диапазон напряжений – 0,02–1,5 U_{ном};

- Рабочий диапазон постоянных токов — 0,5–20 А.

1.7.3 Шкаф отбора напряжения (ШОН)

Назначение: Шкафы предназначены для отбора напряжения от конденсаторов связи на существующих и проектируемых ЛЭП с номинальным напряжением от 35 до 750 кВ включительно 50 и 60 Гц, а также для передачи сигналов измерительной информации устройств автоматического повторного включения (АПВ) и приборам синхронизации.

1.7.4 Автоматическое повторное включение (АПВ).

Все повреждения в электрической сети можно условно разделить на два типа: устойчивые и неустойчивые. К устойчивым повреждениям относятся такие, для устранения которых требуется вмешательство оперативного персонала или аварийной бригады. Такие повреждения не самоустраняются со временем, эксплуатация поврежденного участка сети невозможна. К таким повреждениям относятся обрывы проводов, повреждения участков линий, опор ЛЭП, повреждения электрических аппаратов.

Неустойчивые повреждения характеризуются тем, что они самоустраняются в течение короткого промежутка времени после возникновения. Такие повреждения могут возникать, например, при случайном схлёстывании проводов. Возникающая при этом электрическая дуга не успевает нанести серьёзных повреждений, так как через небольшой промежуток времени после возникновения короткого замыкания цепь обесточивается аварийной автоматикой. Практика показывает, что доля неустойчивых повреждений составляет 50—90 % от числа всех повреждений.

Включение отключенного участка сети под напряжение называется повторным включением. В зависимости от того, остался ли этот участок сети в работе или же снова отключился, повторные включения разделяют на успешные и неуспешные. Соответственно, успешное повторное включение указывает на неустойчивый характер повреждения, а неуспешный на то, что повреждение было устойчивым.

Для того чтобы ускорить и автоматизировать процесс повторного включения, применяют устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Устройства АПВ получили широкое применение в электрических сетях. Их использование в сочетании с другими средствами релейной автоматики позволило полностью автоматизировать многие подстанции, избавляя от необходимости держать там оперативный персонал. Кроме того, в ряде случаев АПВ позволяет избежать тяжелых последствий от ошибочных действий обслуживающего персонала или ложных срабатываний релейной защиты на защищаемом участке.

В [14] указано, что устройствами АПВ должны в обязательном порядке снабжаться все воздушные и кабельно-воздушные линии с рабочим напряжением 1кВ и выше. Кроме того, устройствами АПВ снабжаются трансформаторы, сборные шины подстанций и электродвигатели.

Классификация

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)
- Трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.
- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на

- простые (ТАПВ)
- несинхронные (НАПВ)
- быстродействующие (БАПВ)
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН)
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)
- с ожиданием синхронизма (АПВОС)
- с улавливанием синхронизма (АПВУС)

в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические—они встраиваются в пружинный привод выключателя.
- электрические—воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

Принцип действия АПВ

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Однако основной принцип заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

Требование к АПВ

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того,

АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- В схемах АПВ должна присутствовать возможность выведения их для ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-0,5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

2 ТЕРМИНАЛЫ ПРОИЗВОДСТВА ООО НПП «ЭКРА»

2.1 Введение

С развитием релейной защиты и автоматики (РЗА) электрических систем развивались и методики расчета их уставок. К 1960 - 85 годам прошлого века электромеханические реле достигли своего совершенства. В это же время ведущими организациями СССР в области энергетики под руководством Алексея Михайловича Федосеева были разработаны Руководящие указания по релейной защите (РУ РЗ), в том числе и для резервных защит линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ [1- 4]. РУ РЗ являлись основой, как для эксплуатации, так и проектирования РЗА соответствующих объектов электрических систем.

Следующим этапом развития РЗА явилось появление устройств на микроэлектронной и микропроцессорной базе. В настоящее время микропроцессорные устройства релейной защиты, автоматики и управления (МП РЗАУ) активно внедряются в практику электрических систем, как отечественных производителей, так и зарубежных фирм. Появляются рекомендации и методики расчета уставок новых устройств РЗА. Но основной базой для расчета уставок РЗА остаются РУ РЗ. Безусловно, они требуют дополнений и коррекции, в связи с появлением новых современных микропроцессорных устройств.

2.2 Общие положения

ООО НПП «ЭКРА» – научно-производственное предприятие «полного цикла», созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики, нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности. Все

выпускаемые предприятием комплектные устройства релейной защиты и автоматики адаптированы к применению в составе АСУ ТП.

ООО НПП «ЭКРА» является головным предприятием Группы компаний ЭКРА, объединяющей региональные дилерские и сервисные центры, проектирующие и инжиниринговые организации для оперативного взаимодействия с заказчиками и решения комплексных задач в электроэнергетике от проектирования до сдачи энергообъекта «под ключ».

Деятельность ООО НПП «ЭКРА» включает в себя:

- научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки;
- проектные работы;
- производство;
- заводские испытания;
- шеф-наладку на объекте;
- обучение;
- гарантийное и сервисное обслуживание.

Предприятие выпускает на собственной производственной базе:

- микропроцессорные комплектные устройства защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор любых мощностей для электростанций;

- микропроцессорные комплектные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанционного оборудования 6-750 кВ;

- цифровые аварийные осциллографы;

- микропроцессорные устройства локальной противоаварийной автоматики и автоматики управления аварийными режимами энергоузла (ПА);

- программно-технический комплекс (ПТК) для АСУ ТП подстанций;

- системы оперативного постоянного тока;

- щиты собственных нужд;

- низковольтные комплектные устройства (НКУ);

- устройства плавного пуска и регулирования скорости двигателей напряжением 3-15 кВ мощностью до 17 МВт;
- преобразователи частоты для двигателей 3-10 кВ;
- статический возбудитель для синхронных двигателей мощностью до 12,5 МВт;
- оборудование ВЧ связи.

Система менеджмента качества НПП «ЭКРА» сертифицирована на соответствие международному стандарту ISO 9001:2008. Выпускаемые предприятием устройства аттестованы для применения на энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «Концерн «Росэнергоатом», ОАО «Газпром», АК «Транснефть».

НПП «ЭКРА» вкладывает значительные средства в расширение и обновление производства. Производственные площади составляют более 25 000 кв. метров, включая собственное производство металлоконструкций с оборудованием по металлообработке, гибке и лазерной резке, гальваническому и порошковому покрытиям. Имеющийся производственный потенциал позволяет выпускать около 4 тысяч шкафов в год.

Продукцией НПП «ЭКРА» оснащено более 250 электростанций, 1200 подстанций классов напряжений 35-110-220 кВ, 120 подстанций класса напряжения 330-750 кВ и энергообъектов других отраслей промышленности. Наше оборудование установлено в Российской Федерации и 10-ти зарубежных странах: Афганистан, Бангладеш, Вьетнам, Грузия, Ирак, Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Узбекистан, Украина.

Основная продукция предприятия - комплектные устройства релейной защиты (РЗА) и противоаварийной автоматики для электрических станций и подстанций в микропроцессорном исполнении.

Для подстанций выпускаются:

- микропроцессорные терминалы защиты, автоматики и управления подстанционного оборудования 6-35 кВ серии БЭ2502;
- шкафы защиты подстанционного оборудования 110-220 кВ серии ШЭ2607 с использованием микропроцессорных терминалов серии БЭ2704;
- шкафы защиты подстанционного оборудования 500 (330) кВ и выше серии ШЭ2710 с использованием микропроцессорных терминалов серии БЭ2704.

Для станций выпускаются:

- шкаф защиты трансформатора и генератора малой и средней мощности типа ШЭ1110; шкафы защиты блоков генератор-трансформатор средней мощности (комплект из двух шкафов) типа ШЭ1110 М;
- шкафы защиты блоков генератор-трансформатор средней и большой мощности (комплект из двух шкафов) типов ШЭ1111, ШЭ1112;
- шкаф защиты трансформаторов и генераторов средней или блоков малой мощности типа ШЭ1113.

В 2005 году на предприятии начат выпуск низковольтных комплектных устройств по техническим заданиям заказчиков, в том числе щитов распределения постоянного тока и щитов собственных нужд 0,4 кВ, а в 2006 году - систем плавного пуска высоковольтных электродвигателей.

Сделаем описание терминала на примере ШЭ2607 011021.

2.3 Краткое описание используемых микропроцессорных шкафов защит шин и линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ производства ООО НПП «ЭКРА»

Защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ реализованы на базе серии шкафов ШЭ2607, а именно:

- шкаф автоматики управления линейным выключателем ШЭ2607 011 (ШЭ2607 012);

- шкаф автоматики управления двумя выключателями ШЭ2607 011011 (ШЭ2607 012012);

- шкаф защит линии и автоматики управления линейным выключателем ШЭ2607 016;

- шкаф защит линии и автоматики управления линейным выключателем ШЭ2607 011021 (ШЭ2607 012021);

- шкаф дистанционной и токовой защиты линии ШЭ2607 021021 (ШЭ2607 021).

2.3.1 Шкафы ШЭ2607 011021, ШЭ2607 012021

Данные шкафы предназначены для защиты линии 110 - 220 кВ и управления выключателями. Шкаф ШЭ2607 011021 предназначен для выключателей с трехфазным приводом, а ШЭ2607 012021 - для выключателей с пофазным приводом.

Каждый шкаф состоит из двух комплектов с возможностью независимого обслуживания.

Первый комплект, выполненный на базе терминала БЭ2704V011 или БЭ2704V012, реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и дополнительно содержит ДЗ от междуфазных КЗ, четырехступенчатую ТЗНП от КЗ на землю и ТО.

Второй комплект, выполненный на базе терминала БЭ2704V021, реализует функции ДЗ, ТЗНП с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных ключей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии, а также ТО, УРОВ и АРПТ.

В функции первого комплекта входит:

- включение трех фаз выключателя по команде от телемеханики, от ключа управления или по сигналу, формируемому устройством АПВ данного комплекта,

- отключение трех фаз выключателя с воздействием на два электромагнита по команде от внешних устройств РЗА, телемеханики, ключа

дистанционного управления, от входящих в состав комплекта защиты от непереключения фаз (для выключателей с пофазным приводом), УРОВ или от защит линии данного комплекта.

АУВ первого комплекта обеспечивает прием команд “Включить” и “Отключить”, контроль положения выключателя “Включено” и “Отключено”, блокировку выключателя от многократных включений, фиксацию положения выключателя. Первый комплект также обеспечивает функции защит от неполнофазного режима и от непереключения фаз выключателя (для выключателей с пофазным приводом) и выполняет дополнительные функции защит линии:

- трехступенчатой ДЗ от междуфазных КЗ с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- четырехступенчатой ТЗНП от КЗ на землю;
- ТО;
- ускорения действия ДЗ и ТЗНП при включении выключателя.

Второй комплект выполняет все перечисленные выше функции защит, а также дополнительно осуществляет:

- ускорение действия ДЗ и ТЗНП от оперативных ключей и при приеме сигналов по ВЧ - каналам;
- передачу по ВЧ - каналам сигналов ускорения защит, установленных на другом конце линии;
- АРПТ.

АРПТ содержит три токовые ступени с различными выдержками времени, обеспечивающие действие:

- на сигнализацию шкафа;
- на отключение первой группы потребителей;
- на отключение второй группы потребителей.

Функция УРОВ обоих комплектов реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального

УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

АПВ обеспечивает однократное или двукратное автоматическое повторное включение выключателя. Пуск АПВ реализован с контролем напряжений на шинах и линии и функциями контроля отсутствия, наличия или синхронизма напряжений. При контроле синхронизма фиксируется разность модулей векторов напряжений с обеих сторон включаемого выключателя, разность углов между векторами напряжений и разность их частот.

Питание оперативным постоянным током обоих комплектов шкафа осуществляется от отдельных автоматических выключателей, причем в первом комплекте питание терминала, питание цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения выключателя, а также питание цепей второй группы электромагнитов отключения выполнены раздельно, благодаря чему обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале первого комплекта. При этом обеспечивается правильная сигнализация положения выключателя.

2.3.2 Шкафы ШЭ2607 063 для защиты шин

Применяется для защиты шин напряжением 110–220 кВ с ручной (автоматической) фиксацией присоединения элементов. Число защищаемых присоединений – не более 15.

Содержит реле дифференциальной защиты шин (ДЗШ) с торможением, состоящее из пускового органа (ПО) и избирательных органов первой (ИО1) и второй (ИО2) систем шин, реле чувствительного токового органа (ЧТО), реле минимального напряжения, реагирующих на междуфазные напряжения первой и второй систем шин, реле максимального напряжения, реагирующих на напряжения обратной последовательности первой и второй систем шин,

реле контроля исправности токовых цепей, логику «очувствления» ДЗШ, логику опробования, логику запрета АПВ, цепи отключения.

ДЗШ обеспечивает защиту от всех видов коротких замыканий (КЗ). Защита выполнена пофазной и содержит пусковые органы (ПО), действующие при КЗ на любой из систем шин, а также избирательные органы первой (ИО1) и второй (ИО2) систем шин, определяющие поврежденную систему шин. Сигнал на отключение поврежденной системы шин появляется только при срабатывании пускового и избирательного органов поврежденной фазы/фаз. Отключение выключателей осуществляется с помощью групп выходных промежуточных реле, предусмотренных для каждого выключателя. Выходные промежуточные реле каждого присоединения при срабатывании обеспечивают отключение выключателя через два соленоида отключения.

В шкафу из 15 защищаемых присоединений присоединение Q1 (ШСВ) выполнено с жесткой фиксацией, присоединения Q3...Q16 имеют возможность ручной (автоматической) фиксации в зависимости от положения оперативных переключателей «Фиксация присоединения».

2.4 Рекомендации для расчета уставок защит линий

электропередач напряжением 110 – 220 кВ ООО НПП «ЭКРА»

Рекомендации по расчету уставок резервных МП РЗАУ основываются в первую очередь на РУ РЗ [1 - 4], а также на труды известных специалистов в области РЗА, таких как Алексей Михайлович Федосеев [5], Вениамин Львович Фабрикант [6, 7], Эдуард Менделевич Шнеерсон [8, 9] и Николай Анатольевич Дони, при активном участии которого были разработаны резервные защиты линий электропередач напряжением 110 – 220 кВ [10–14]. Несомненную помощь в этой работе оказала работа немецкого специалиста Герхарда Циглера [15].

Необходимо отметить, что в данной работе рассматривается выбор параметров срабатывания, которые являются общими для всех шкафов

резервных защит линий напряжением 110 - 220 кВ, но в зависимости от исполнения могут располагаться в бланках уставок по-разному, либо совсем отсутствовать.

Резервные защиты линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ, перечисленные выше, выполнены на одних и тех же принципах, но в техническом развитии - от простого исполнения (шкаф ШЭ2607 011) к более сложному (шкаф ШЭ2607 021021). Поэтому более подробно будет рассматриваться последний вариант выполнения резервных защит, а именно шкаф ШЭ2607 021 [14]. Все остальные варианты выполнения резервных защит, которые продолжают выпускаться и в настоящее время, полностью соответствуют данному варианту исполнения.

2.4.1 Рекомендации для расчета уставок дистанционной защиты (ДЗ) от всех видов коротких замыканий (КЗ)

Характеристики ИО ДЗ от междуфазных КЗ и от КЗ на землю показаны на рисунке 3. Представлено пять ступеней ДЗ: I – III ступени от междуфазных КЗ, IV ступень – дополнительная от междуфазных КЗ и V ступень от КЗ на землю.

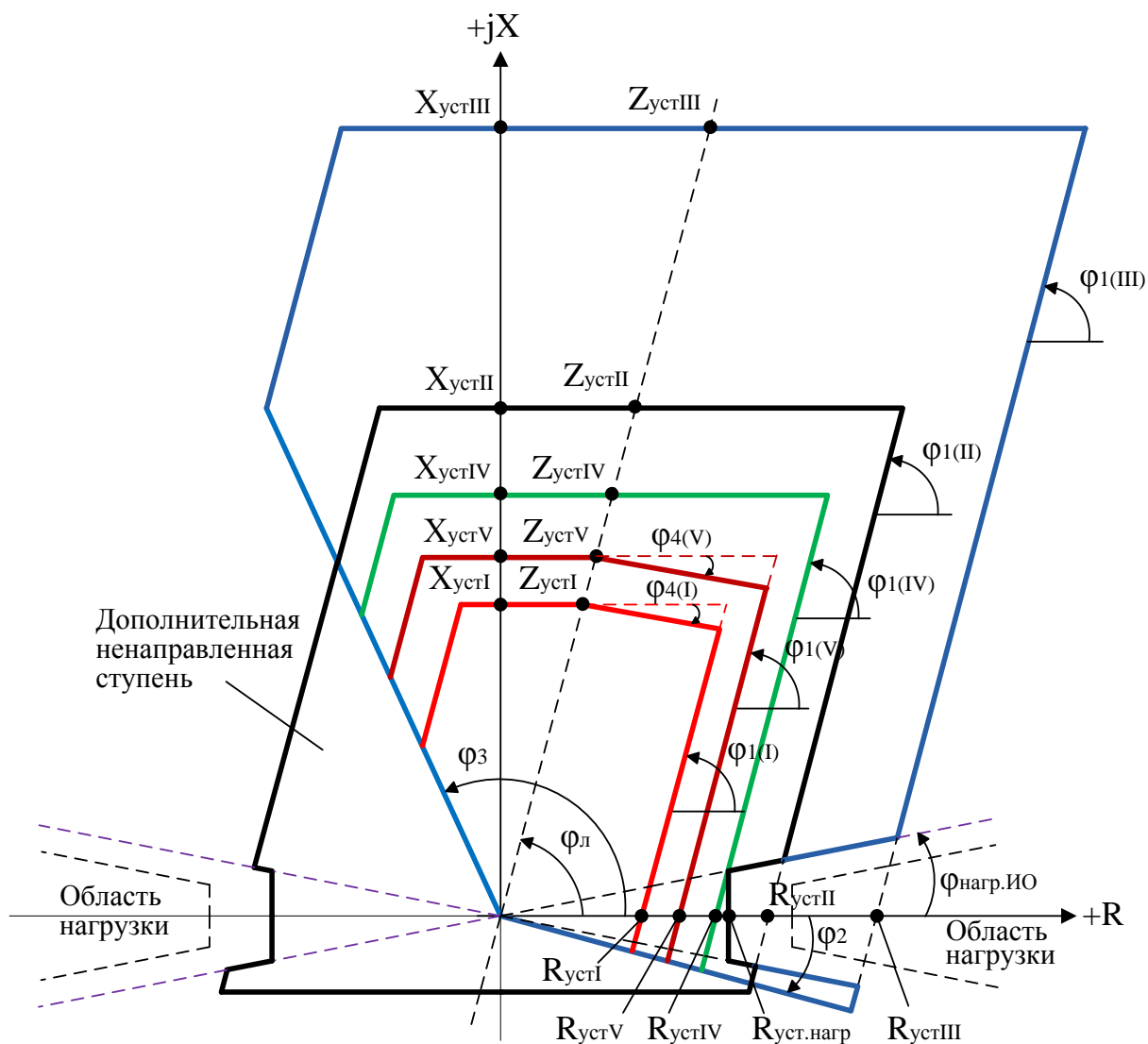


Рисунок 3 - Характеристики ИО сопротивления ДЗ

Перечень параметров характеристик ИО ДЗ, значения которых необходимо определить (рисунок 1 и бланки уставок в Приложении А):

- уставки срабатывания ИО всех ступеней при угле защищаемой линии или защищаемого объекта – $Z_{уст.N}$;
- уставки срабатывания ИО всех ступеней по оси X – $X_{уст.N}$;
- уставки срабатывания ИО всех ступеней по оси R (учет переходного сопротивления в месте КЗ) – $R_{уст.N}$;
- угол наклона правой боковой части характеристики ИО всех ступеней – $\varphi_{1(N)}$;

- угол наклона нижней правой части характеристики ИО всех ступеней – φ_2 ;
- угол наклона верхней правой части характеристики ИО I и V ступеней – $\varphi_{4(I)}, \varphi_{4(V)}$;
- угол наклона нижней левой части характеристики ИО всех ступеней – φ_3 ;
- уставка срабатывания ИО всех ступеней по оси R для отстройки от максимальной нагрузки (вырез нагрузки) – $R_{уст.нагр}$;
- углы наклона частей характеристики ИО для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки) – $\varphi_{нагр.ИО}$;
- корректирующий множитель коэффициента компенсации тока $3I_0$ по R – KK_R ;
- корректирующий множитель коэффициента компенсации тока $3I_0$ по X – KK_X .

2.4.1.1 Порядок расчета параметров ИО ДЗ от всех видов КЗ

Предлагается следующий порядок расчета уставок ступеней ДЗ.

1. Определение параметров характеристик срабатывания ИО в комплексной плоскости Z:
 - уставки срабатывания ИО всех ступеней на угле защищаемой линии или защищаемого объекта – $Z_{уст.N}$;
 - уставки срабатывания ИО всех ступеней по оси X – $X_{уст.N}$;
 - определение переходных сопротивлений в месте КЗ в начале и конце защищаемых зон всех ступеней ($R_{пер.нач.N}, R_{пер.кон.N}$) и на этой основе определение:
 - уставки срабатывания ИО всех ступеней по оси R – $R_{уст.N}$;
 - угла наклона правой боковой части характеристики ИО всех ступеней – $\varphi_{1(N)}$;
 - угла наклона нижней правой части характеристики ИО всех ступеней – φ_2 ;

- угла наклона верхней правой части характеристики ИО I и V ступеней - $\varphi_{4(I)}, \varphi_{4(V)}$;
- определение минимального сопротивления при максимальной нагрузке ($R_{\text{нагр.мин}}$) и на этой основе определение:
 - угла наклона нижней левой части характеристики ИО всех ступеней – φ_3 ;
 - уставки срабатывания ИО всех ступеней по оси R для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки) – $R_{\text{уст.нагр}}$;
 - углов наклона для отстройки от нагрузочного режима (вырез нагрузки) – $\varphi_{\text{нагр.ИО}}$;
 - определение режимов работы параллельной линии и на этой основе определение корректирующих множителей коэффициентов компенсации тока $3I_0$: по R – KK_R и по X – KK_X .
- 2. Определение времени срабатывания (задержек на срабатывание) всех ступеней защиты.
- 3. Определение чувствительности ИО всех ступеней.
- 4. Определение уставок ПО схемы определения вида повреждения (ОВП):
 - напряжение срабатывания ПО по напряжению нулевой последовательности – $U_{0\text{ПО}}$;
 - ток срабатывания ПО по току нулевой последовательности с торможением – $I_{0\text{ПО}}$;
 - коэффициент торможения ПО по току нулевой последовательности – K_T ;
 - ток срабатывания ПО по максимальному току торможения – $I_{\text{Б.Т}}$.
- 5. Определение типа, параметров срабатывания и чувствительности устройства БК.
- 6. Определение логики работы ДЗ (задание программных накладок).

2.4.1.2 Определение параметров характеристик срабатывания ИО ДЗ
 Определение уставки срабатывания ИО при угле защищаемого
 объекта, $Z_{устN}$

ИО сопротивления от междуфазных КЗ (I – IV) ступеней ДЗ используют в качестве входных величин разности фазных токов и соответствующие междуфазные напряжения аналогично тому, как это принято для электромеханических защит. Угол линии или защищаемого объекта это угол полного сопротивления данной линии или данного объекта, и зависит от индуктивного и активного сопротивления линии или объекта: $X_{л}, R_{л}$ (используется традиционное обозначение).

Замеры ИО сопротивления при металлических междуфазных КЗ определяются при решении дифференциального уравнения:

$$u_{\phi 1} - u_{\phi 2} = L_{\phi} \left(\frac{di_{\phi 1}}{dt} - \frac{di_{\phi 2}}{dt} \right) + R_{\phi} (i_{\phi 1} - i_{\phi 2}), \quad (101)$$

где $\phi 1, 2, 3$ – фаза А, В, С;

u_{ϕ}, i_{ϕ} – мгновенные значения напряжения и тока;

R_{ϕ}, L_{ϕ} – активное сопротивление и индуктивность фазы линии электропередачи.

Пятая ступень ДЗ содержит три ИО сопротивления для защиты от однофазных КЗ, включенные на фазные напряжения (U_{A0}, U_{B0}, U_{C0}) и соответствующие фазные токи (I_A, I_B, I_C), с учетом компенсации тока нулевой последовательности защищаемой линии ($3I_0$) и параллельной линии ($3I_{0П}$).

Замеры ИО сопротивления при металлических КЗ на землю определяются при решении дифференциального уравнения:

$$u_{\phi} = L_{\phi} \left(\frac{di_{\phi}}{dt} + K_X \frac{d(3i_0)}{dt} + K_{\mu X} \frac{d(3i_{0П})}{dt} \right) + R_{\phi} \left(i_{\phi} + K_R \cdot 3i_0 + K_{\mu R} \cdot 3i_{0П} \right), \quad (102)$$

где u_ϕ, i_ϕ - мгновенные значения напряжения и тока;

$$K_X = KK_X \cdot \frac{X_0 - X_1}{3X_1}, \quad K_R = KK_R \cdot \frac{R_0 - R_1}{3R_1}, \quad K_{\mu X} = \frac{X_\mu}{3X_1}, \quad K_{\mu R} = \frac{R_\mu}{3R_1}, \quad (103)$$

(108) - коэффициенты компенсации тока своей линии $3I_0$ и тока параллельной линии $3I_{0II}$ по X и по R, соответственно;

KK_X, KK_R - корректирующие множители коэффициента компенсации тока $3I_0$ своей линии по X и R;

$X_0, R_0, X_1, R_1, X_\mu, R_\mu$ - удельные сопротивления нулевой, прямой последовательностей своей линии и взаимоиנדукции с параллельной линией.

При металлических междуфазных КЗ и однофазных КЗ ИО сопротивления будут замерять сопротивление КЗ ($Z_{кз}$), пропорциональное удельному сопротивлению линии электропередачи прямой последовательности ($Z_{1уд}$) умноженному на расстояние до места КЗ ($l_{кз}$):

$$Z_{кз} = Z_{1уд} \cdot l_{кз}. \quad (104)$$

Значение уставок $Z_{уст.N}$ выбирается на основании замера ИО в расчетном режиме при металлическом междуфазном КЗ в заданной точке. Расчет ведется: по условию отстройки от конца защищаемой линии (I и V ступени), от конца зоны ступени защиты смежного присоединения (II и IV ступени) или по условию обеспечения чувствительности (III ступень) в зависимости от назначения рассматриваемой ступени защиты, для всех возможных условий первичной сети. $Z_{уст.N}$ определяются по известным выражениям для расчета уставок электромеханических защит, которые приведены в РУ по РЗ [1–3].

Определение уставки срабатывания по оси X, $X_{устN}$

На основании уставок по полному сопротивлению $Z_{уст.N}$ определяются уставки ИО по реактивной составляющей сопротивления по оси X N ступеней:

$$X_{уст.N} = Z_{уст.N} \cdot \sin \varphi_{л}. \quad (105)$$

Через точки $Z_{уст.N}$ и $X_{уст.N}$ проходит верхняя сторона характеристики (многоугольника) ИО сопротивлений ступеней ДЗ, параллельная оси R.

Определение переходных сопротивлений в месте КЗ и на входе ИО сопротивления, $R_{пер}$

Правая боковая, нижняя и верхняя правые части характеристики ИО сопротивления предназначены для обеспечения срабатывания ИО при КЗ через переходное сопротивление и для отстройки от нагрузки.

Сопротивление в месте КЗ, в общем случае, определяются сопротивлениями электрических дуг, посторонних предметов в месте повреждения, опор и их заземлений, а также сопротивлениями между проводами фаз и землей (через деревья и падение проводов на землю) и носят активный характер.

В случае междуфазных КЗ это сопротивление электрической дуги, возникающей между фазами при двухфазном КЗ, рисунок 2а.

В случае однофазных КЗ на землю это сумма сопротивлений электрической дуги между проводом и опорой и эквивалентного сопротивления опоры относительно земли, то есть сопротивления самой опоры и сопротивления заземления опоры, рисунок 2б. На рисунке 2 $R_{пер}$ показаны в трех фазах для сохранения симметричности трехфазной сети при анализе.

Следовательно, переходное сопротивление в месте КЗ определяется:

- при междуфазных КЗ:

$$R_{пер} = R_{д} / 2; \quad (106)$$

- при однофазных КЗ на землю:

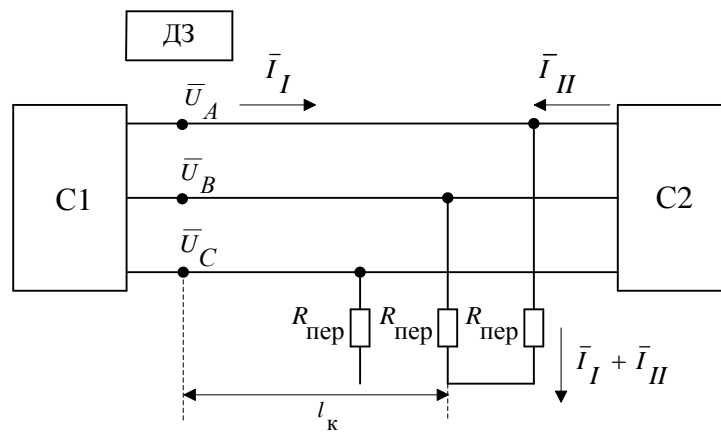
$$R_{пер} = R_{д} + R_{оп}, \quad (107)$$

где $R_{д}$ – сопротивление электрической дуги;

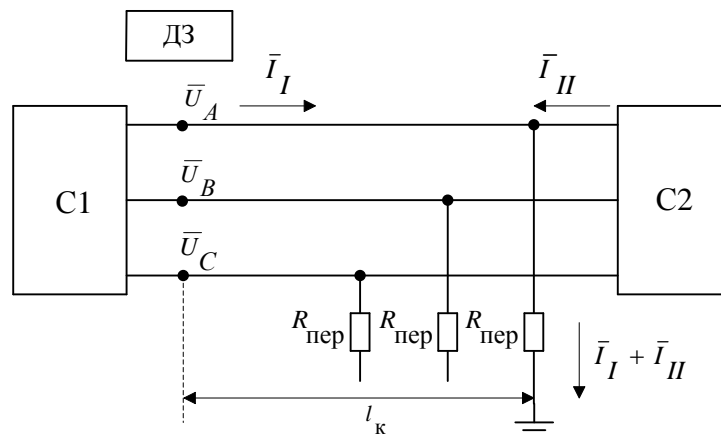
$R_{\text{оп}}$ – сопротивление опоры и ее заземления.

Ввиду сложности процессов и влияния многих факторов на горение дуги сопротивление дуги оценивается приближенно. В первом приближении можно принять модуль напряжения дуги на единицу длины дуги постоянным

$U_{\text{д}}^*$ и не зависящим от тока $I_{\text{д}}$. В этом случае сопротивление дуги $R_{\text{д}}$ определяется



а)



б)

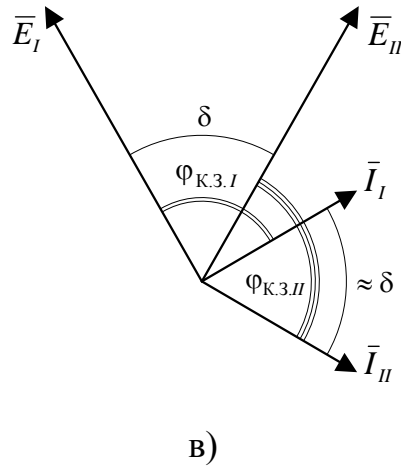


Рисунок 4 - КЗ через переходное сопротивление на ВЛ с двухсторонним питанием: а) двухфазное КЗ; б) однофазное КЗ; в) векторная

диаграмма токов и ЭДС соотношением $R_{\text{д}} = U_{\text{д}}^* \cdot l_{\text{д}} / I_{\text{д}}$.

Значение $U_{\text{д}}^*$, В/м, в различных источниках колеблется в пределах 1000 - 3000 В/м (действующее значение). В отечественной практике используют

значение $U_{\text{д}}^* = 1050$ В/м. При этом сопротивление дуги равно [5]:

$$R_{\text{д}} = \frac{1050 \cdot l_{\text{д}}}{I_{\text{д}}}, \quad (108)$$

где $l_{\text{д}}$ - длина дуги между проводами, м;

$I_{\text{д}}$ - ток, протекающий через дугу, А.

Для медленнодействующих резервных ступеней, когда отключение происходит с выдержкой времени, необходимо учитывать существенное возрастание длины дуги $l_{\text{д}}$ вследствие влияния ветра и динамических усилий в самой дуге. В этом случае для нахождения результирующего сопротивления дуги может быть использовано соотношение [9]:

$$R_{\text{д,рез}} = R_{\text{д}} \left(1 + \frac{5 \cdot V \cdot t}{l_{\text{д}}} \right), \quad (109)$$

где V – скорость ветра, м/с;

t – время горения дуги, с.

Эквивалентное сопротивление опоры относительно земли $R_{оп}$ представляет собой сопротивление самой опоры плюс сопротивление заземляющего устройства опоры ВЛ, которое, согласно ПУЭ, измеренное при токах промышленной частоты в период их наибольших значений в летнее время, должны лежать в диапазоне $10 \div 30$ Ом в зависимости от значения удельного эквивалентного сопротивления грунта. При наличии грозозащитных тросов должно учитываться влияние заземления других опор, так как опоры в этом случае электрически связаны. Данная связь существенно снижает результирующее сопротивление $R_{оп}$ [9].

При двухфазном КЗ при одностороннем и двухстороннем питаниях первичное сопротивление замера ИО сопротивления равно:

$$\bar{Z}_{зам} = \bar{Z}_{1к} + 0,5\bar{U}_д / \bar{I}_I, \quad (110)$$

где $\bar{Z}_{1к}$ - сопротивление прямой последовательности от места установки ДЗ до места КЗ;

$\bar{U}_д = \bar{U}_д^* \cdot l_d$ - вектор напряжения на дуге, совпадает по направлению с вектором тока через дугу;

\bar{I}_I - вектор тока, который подается на ИО сопротивления.

При одностороннем питании ток, который подается на ИО сопротивления, равен току дуги, и вектор напряжения на дуге совпадает по направлению с вектором этого тока, то есть сопротивление в месте повреждения, которое определяется ИО, является активным сопротивлением и, согласно выражениям (113) и (114), равно из (115):

$$R_{пер} = 0,5U_d / I_I. \quad (111)$$

При двухстороннем питании ток, который подается на ИО сопротивления, не равен току дуги. Последний равен сумме токов с двух

сторон питания, и направление вектора напряжения на дуге совпадает с вектором суммы токов, то есть сопротивление на входе ИО сопротивления является комплексным сопротивлением и равно:

$$\bar{Z}_{\text{пер}} = \frac{0,5U_{\text{Д}}}{I_{\text{I}}} (\cos \delta_1 + j \sin \delta_1), \quad (112)$$

где δ_1 – угол между вектором тока, который подается на ИО сопротивления, \bar{I}_{I} и вектором суммы токов через дугу $\bar{I}_{\text{I}} + \bar{I}_{\text{II}}$.

Как видно из рисунка 4в, максимальное значение угла δ_1 равно углу передачи δ , который для линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ находится в диапазоне до $\pm (10 \div 15)^\circ$.

При однофазном КЗ через переходное сопротивление на линии с односторонним питанием, на приемном конце которой отсутствуют трансформаторы с заземленной нейтралью, и при отдельном задании коэффициентов компенсации тока нулевой последовательности линии по осям R и X, что и практикуется в шкафах серии ШЭ2607, справедливы соотношения [9]:

$$X_{\text{зам.ф}} = \frac{\text{Im} \left(\frac{\bar{U}_{\phi}}{\bar{I}_{\phi}} \right)}{1+K_X} = X_{\text{1к}}, \quad (113)$$

$$R_{\text{зам.ф}} = \frac{\text{Re} \left(\frac{\bar{U}_{\phi}}{\bar{I}_{\phi}} \right)}{1+K_R} = R_{\text{1к}} + \frac{R_{\text{Д}} + R_{\text{оп}}}{1+K_R}, \quad (114)$$

где $X_{\text{зам.ф}}$, $R_{\text{зам.ф}}$ – индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности, измеряемые ИО сопротивления ДЗ от КЗ на землю;

U_{ϕ} , I_{ϕ} – напряжение и ток, которые подаются на ИО сопротивления при однофазных КЗ;

$X_{1к}, R_{1к}$ - индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности до места КЗ;

$R_{д}$ – сопротивление электрической дуги;

$R_{оп}$ - сопротивление опоры и заземления опоры.

Следовательно, переходное сопротивление в месте КЗ представляет собой активное сопротивление, которое определяется из (119):

$$R_{пер} = \frac{R_{д} + R_{оп}}{1 + K_R} \quad (115)$$

При однофазном КЗ через переходное сопротивление на линии с двухсторонним питанием справедливы соотношения [9], аналогичные (118) и (119):

$$X_{зам.ф} = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{\bar{U}_\phi}{\bar{I}_\phi}\right)}{1 + K_X} = X_{1к} + \frac{\left(\frac{U_{д}}{I_I} + R_{оп} \frac{|\bar{I}_I + \bar{I}_{II}|}{I_I}\right) \sin \delta_1}{1 + K_X}, \quad (116)$$

$$R_{зам.ф} = \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{\bar{U}_\phi}{\bar{I}_\phi}\right)}{1 + K_R} = R_{1к} + \frac{\left(\frac{U_{д}}{I_I} + R_{оп} \frac{|\bar{I}_I + \bar{I}_{II}|}{I_I}\right) \cos \delta_1}{1 + K_R}. \quad (117)$$

Напомним, что вектор $\bar{U}_{д}$ совпадает по направлению с вектором суммарного тока через сопротивление в месте КЗ.

Следовательно, переходное сопротивление в месте однофазного КЗ при двухстороннем питании, которое измеряется ИО сопротивления, будет иметь вид:

- при междуфазных КЗ (определяющим является двухфазное КЗ):
- при одностороннем питании

$$R_{пер} = 0,5 \cdot R_{д}, \quad (118)$$

- при двухстороннем питании

$$\bar{Z}_{\text{пер}} = 0,5 \frac{\bar{U}_D}{\bar{I}_I} = 0,5 \frac{U_D}{I_I} \cos \delta_1 + j0,5 \frac{U_D}{I_I} \sin \delta_1 ; \quad (119)$$

- при однофазном КЗ:

- при одностороннем питании без трансформатора с заземленной нейтралью на приемном конце линии

$$R_{\text{пер}} = \frac{R_D + R_{\text{оп}}}{1 + K_R} , \quad (120)$$

- при двухстороннем питании

$$\bar{Z}_{\text{пер}} = \frac{\left(\frac{U_D + R_{\text{оп}} \frac{|\bar{I}_I + \bar{I}_{II}|}{I_I} \right) \cos \delta_1}{1 + K_R} + j \frac{\left(\frac{U_D + R_{\text{оп}} \frac{|\bar{I}_I + \bar{I}_{II}|}{I_I} \right) \sin \delta_1}{1 + K_X} . \quad (121)$$

При определении переходных сопротивлений следует помнить:

- напряжение на дуге зависит от длины дуги и не зависит от величины тока через дугу;

- направление вектора напряжения дуги определяется вектором тока через дугу;

- длина дуги определяется расстоянием провод – провод или провод - опора с коэффициентом, который принимают равным 1,5.

Определение уставки срабатывания по оси R, $R_{\text{уст.N}}$

Уставка срабатывания по оси R определяется переходным сопротивлением, которое замеряется ИО сопротивления. Уставка определяется:

- для ИО сопротивления от междуфазных КЗ из (117) и (118):

$$R_{\text{уст.N}} = 0,5 \frac{U_D^* 1,5l}{k_{\text{зап}} I_I} \quad \text{или} \quad R_{\text{уст.N}} = 0,5 \frac{U_D^* 1,5l}{k_{\text{зап}} I_I} \cos \delta_1 ; \quad (122)$$

- для ОИ сопротивления от однофазных КЗ из (119) и (120):

$$R_{уст.V} = \frac{U_{д}^* 1,5l_{д} / I_{I} + R_{оп}}{k_{зап} (1 + K_R)} \quad \text{или} \quad R_{уст.V} = \frac{U_{д}^* 1,5l_{д} + R_{оп} |\bar{I}_I + \bar{I}_{II}|}{k_{зап} I_I (1 + K_R)} \cos \delta_1, \quad (123)$$

где $1,5l_{д}$ - удлинение дуги относительно расстояния провод – провод или провод – опора, из-за ее формы;

$k_{зап}$ - коэффициент запаса (учет всех погрешностей), который принят для ДЗ (0,8÷0,9), для надежного срабатывания при КЗ через переходное сопротивление;

δ_1 - угол между вектором тока, который подается на ИО сопротивления и вектором суммы токов, протекающих через дугу. Максимальное значение этого угла равно δ , рисунок 2в.

Определение угла наклона правой боковой части характеристики ИО сопротивления, $\varphi_{1(N)}$.

Угол наклона правой боковой части характеристики ИО сопротивления определяется из найденных ранее величин: $Z_{уст.N}$, $X_{уст.N}$, $R_{уст.N}$ и $\varphi_{л}$, рисунок 3.

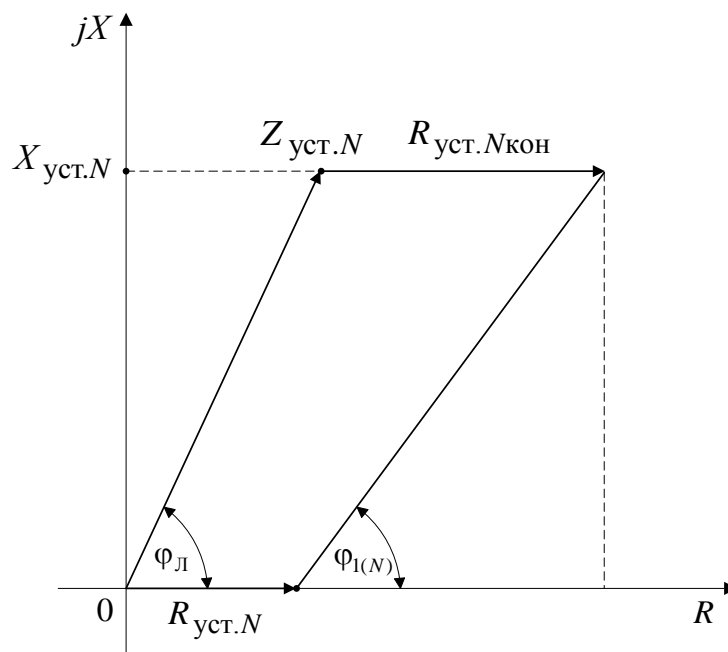


Рисунок 5 - Определение угла наклона характеристики ИО сопротивления ДЗ $\varphi_{1(N)}$

Единственная величина, которая еще не определена, рисунок 5, это $R_{уст.Nкон}$ – уставка по переходному сопротивлению ИО в конце зоны действия N ступени ДЗ, которая определяется по выражениям (121) или (122), но для точки КЗ не в начале линии, а в конце зоны действия соответствующей ступени ДЗ. Данная уставка не настраивается и не входит в бланк уставок ДЗ. В выражениях (127) и (128) нужно выбрать соответствующие величины токов I_I и I_{II} .

Исходя из этих соображений, определяется угол наклона $\varphi_{1(N)}$:

$$\varphi_{1(N)} = \arctg \left(\frac{X_{уст.N}}{Z_{уст.N} \cdot \cos \varphi_{II} + (R_{уст.Nкон} - R_{уст.N})} \right). \quad (124)$$

Определение угла наклона нижней правой части характеристики ИО сопротивления, φ_2 .

Угол наклона нижней правой части характеристики ИО сопротивления всех ступеней φ_2 и угол наклона верхней правой части характеристик ИО сопротивления I, V ступеней $\varphi_{4(I)}$, $\varphi_{4(V)}$, соответственно, определяются по одним и тем же условиям.

Как известно, при передаче мощности по линиям электропередачи необходим сдвиг фаз системных напряжений (рисунок 4в). Поэтому при КЗ питающие ЭДС имеют различные углы. ЭДС на передающем конце опережает ЭДС на принимающем конце на угол передачи δ . Поэтому, в первом приближении, токи КЗ на обоих концах линии имеют такой же сдвиг по фазе (рисунок 4). Если необходимо, можно более точно определить данный угол по параметрам электрической системы.

Из выражений (119) и (120) можно определить угол поворота вектора сопротивления в начале и конце зоны действия всех ступеней ДЗ, рисунок 4.

Соответственно, и нижняя правая часть характеристики ИО сопротивления должна быть повернута для охвата всех возможных

сопротивлений в месте КЗ в начале линии электропередачи. Данный угол определяется из выражений (119) и (120):

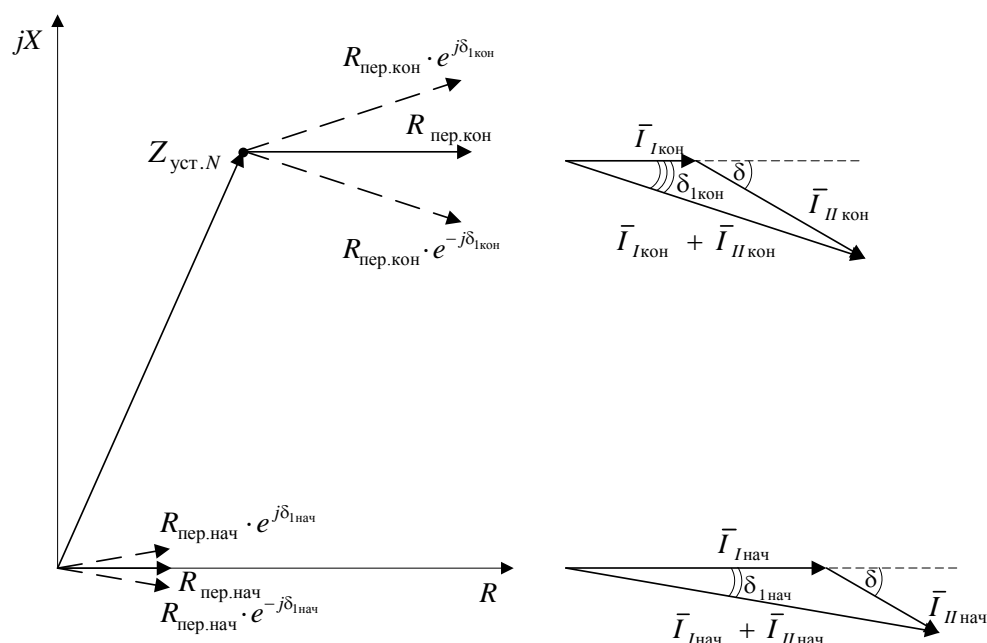


Рисунок 6 - Области измерений ИО сопротивления N ступени ДЗ при КЗ через переходное сопротивление

- для ИО сопротивления от междуфазных КЗ из (124):

$$\varphi_{2(N)} \geq \delta_1, \quad (125)$$

- для ИО сопротивления от однофазных КЗ из (126):

$$\varphi_{2(V)} \geq \arctg\left(\frac{1 + K_R}{1 + K_X} \operatorname{tg}\delta_1\right), \quad (126)$$

где δ_1 – угол между вектором тока, который подается на ИО сопротивления, и вектором тока через переходное сопротивление, то есть вектором суммарного тока КЗ с двух сторон питания.

Максимально возможное значение угла δ_1 равно углу передачи δ , поэтому с достаточной точностью и запасом можно принять:

$$\varphi_{2(N)} \leq \delta. \quad (127)$$

Определение угла наклона верхней правой части характеристики ИО сопротивления, $\varphi_{4(I)}$ и $\varphi_{4(V)}$.

Угол наклона верхней правой части характеристики ИО сопротивления, используется только для первых ступеней защиты: для ИО сопротивления от междуфазных КЗ и для ИО сопротивления от однофазных КЗ.

В данном случае наклон характеристики необходим для отстройки от КЗ через переходное сопротивление в начале последующей линии электропередачи. При таком КЗ через переходное сопротивление и при повороте вектора сопротивления может произойти ложное срабатывание первых ступеней ДЗ.

Для исключения таких случаев верхнюю правую часть характеристики, рисунок 1, поворачивают на угол поворота вектора сопротивления, который определяется точно так же, как угол φ_2 из выражений (119) и (120).

Искомые углы можно принять с достаточной точностью и запасом

$$\varphi_{4(I, V)} \leq \delta. \quad (128)$$

Определение минимального сопротивления нагрузки при максимальной нагрузке, $R_{\text{нагр.мин}}$.

В шкафах резервных защит линий электропередачи напряжением 110 - 220 кВ типа ШЭ2607 021 предусмотрена возможность снижения чувствительности ИО сопротивления ДЗ в режимах максимальной нагрузки. Для этого характеристики ИО сопротивления имеют общий вырез области сопротивления нагрузки (вырез нагрузки), рисунок 3, с параметрами $R_{\text{уст.нагр}}$ и $\varphi_{\text{нагр.ИО}}$. Так как нагрузка может передаваться по линии электропередачи в обе стороны, то и вырез нагрузки осуществляется также с двух сторон характеристик ИО сопротивления.

Наиболее точным способом определения максимальной нагрузки (максимальной передаваемой мощности) является анализ режимов работы линии электропередачи при передаче максимальной мощности.

На рисунке 5 представлена эквивалентная схема энергосистемы в нагрузочном симметричном режиме, где \bar{E}_1 , \bar{E}_2 и \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 - эквивалентные ЭДС и сопротивления системы с двусторонним питанием, приведенные к месту установки ДЗ, включая и участки энергосистемы с протяженными ВЛ [9].

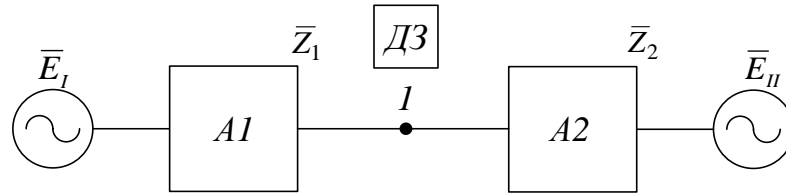


Рисунок 7 - К анализу ДЗ в нагрузочном режиме

В симметричном нагрузочном режиме ток \bar{I}_H , напряжение \bar{U}_H и полное сопротивление нагрузки \bar{Z}_H определяются соотношениями:

$$\bar{I}_H = \frac{\bar{E}_1 - \bar{E}_2}{\bar{Z}_2 - \bar{Z}_1}; \quad (129)$$

$$\bar{U}_H = \frac{\bar{E}_1 \cdot \bar{Z}_2 - \bar{E}_2 \cdot \bar{Z}_1}{\bar{Z}_2 - \bar{Z}_1}; \quad (130)$$

$$\bar{Z}_H = \frac{\bar{U}_H}{\bar{I}_H} = \frac{\bar{E}_1 \cdot \bar{Z}_2 - \bar{E}_2 \cdot \bar{Z}_1}{\bar{E}_1 - \bar{E}_2} = \frac{\bar{Z}_2 - \bar{q} \cdot \bar{Z}_1}{1 - \bar{q}}, \quad \text{где } \bar{q} = \frac{\bar{E}_2}{\bar{E}_1}. \quad (131)$$

Области расположения вектора полного сопротивления замера ИО сопротивления в нагрузочном режиме определяются, исходя из двух ограничений:

1) соотношение ЭДС \bar{E}_1 и \bar{E}_2 по модулю не выходит за пределы:

$$q_1 \leq |\bar{q}| \leq q_2, \quad (132)$$

где $q_1 < 1$, $q_2 > 1$; реальные значения: $q_1 = 0,9$; $q_2 = 1,1$.

2) угол передачи $\delta = \arg \bar{q}$ из условия устойчивости энергосистемы не должен выходить за пределы:

$$\delta_1 \leq \arg \bar{q} \leq \delta_2, \quad (133)$$

где $\delta_1 > -90^\circ$; $\delta_2 < 90^\circ$; реальные значения: $\delta_1 = -60^\circ$; $\delta_2 = 60^\circ$.

Преобразуем выражение (135) к виду

$$\bar{q} = \frac{\bar{Z}_H - \bar{Z}_2}{\bar{Z}_H - \bar{Z}_1}, \quad (134)$$

тогда условие $|\bar{q}| \geq q_1$ примет вид

$$\frac{1}{q_1} \left| \frac{\bar{Z}_H - \bar{Z}_2}{\bar{Z}_H - \bar{Z}_1} \right| \geq 1. \quad (135)$$

Выражение (139) определяет при $q_1 \neq 1$ в плоскости \bar{Z} окружность, которая определяется двумя параметрами:

$$\bar{Z}'_0 = \frac{\bar{Z}_2 - q_1^2 \cdot \bar{Z}_1}{1 - q_1^2} \quad \text{- координаты центра окружности,} \quad (136)$$

$$R'_0 = \frac{|\bar{Z}_2 - \bar{Z}_1| \cdot q_1}{|1 - q_1^2|} \quad \text{- радиус окружности.} \quad (137)$$

Дугу данной окружности обозначим индексом «1» (рисунок 8).

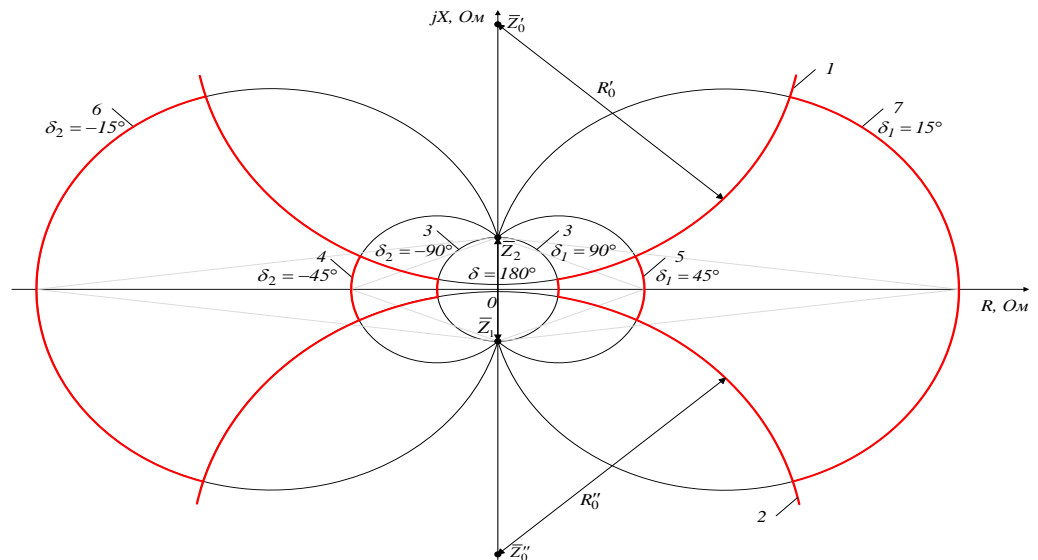


Рисунок 8 - Области расположения вектора замера ИО сопротивления ДЗ в нагрузочных режимах (для выбранных значений)

Условие $|\bar{q}| \leq q_2$ с учетом выражения (129) примет вид:

$$\frac{1}{q_2} \left| \frac{\bar{Z}_H - \bar{Z}_2}{\bar{Z}_H - \bar{Z}_1} \right| \leq 1 \quad (138)$$

Выражение (142) при $q_1 \neq 1$ соответствует области в плоскости \bar{Z} , границей которой является окружность с параметрами \bar{Z}_0'' , R_0'' :

$$\bar{Z}_0'' = \frac{\bar{Z}_2 - q_2^2 \cdot \bar{Z}_1}{1 - q_2^2} \quad \text{- координаты центра окружности,} \quad (139)$$

$$R_0'' = \frac{|\bar{Z}_2 - \bar{Z}_1| \cdot q_2}{|1 - q_2^2|} \quad \text{- радиус окружности.} \quad (140)$$

Дугу данной окружности обозначим индексом «2» (рисунок 8).

Область возможных значений нагрузки находится вне окружностей по (135), (136) и (137), (138).

Найдем ограничения на области расположения \bar{Z}_H , определяемые условием (138). С учетом (139) условие (138) примет вид

$$\delta_1 \leq \arg \frac{\bar{Z}_H - \bar{Z}_2}{\bar{Z}_H - \bar{Z}_1} \leq \delta_2 \quad (141)$$

Граничная линия в плоскости \bar{Z} , отделяющая область расположения входного сопротивления, образуется двумя дугами окружностей с вписанными углами δ_1 и δ_2 , опирающимися на вершины векторов \bar{Z}_2 и \bar{Z}_1 .

Граничные линии, соответствующие условию (145), построены на рисунке 6 при $\delta_1 = -90^\circ$, $\delta_2 = 90^\circ$ - окружность 3, $\delta_1 = -45^\circ$, $\delta_2 = 45^\circ$ - дуги 4 и 5, соответственно, $\delta_1 = -15^\circ$, $\delta_2 = 15^\circ$ - дуги 6 и 7, соответственно.

При расхождении ЭДС на 180° граничная линия представляет собой прямую, соединяющую вершины векторов \bar{Z}_1 и \bar{Z}_2 .

Результирующие области нагрузочных режимов определяются как общие для всех условий и находятся вне дуг окружностей (рисунок 8). Так, например, при $\delta_1 = -15^\circ$, $\delta_2 = 15^\circ$ области нагрузочных режимов ограничены

дугами 1, 2, 7 в I и IV квадрантах и дугами 1, 2, 6 во II и III квадрантах плоскости \bar{Z} .

Из рисунка 6 следует, что минимальное сопротивление при максимальной нагрузке равно:

$$R_{\text{нагр.мин}} = \frac{|\bar{Z}_2 - \bar{Z}_1|}{2 \cdot \text{tg}(\delta/2)}. \quad (142)$$

Выше был рассмотрен, рисунок 6, идеальный случай, когда вектора сопротивлений \bar{Z}_1 и \bar{Z}_2 совпадают по модулю и углу и равны X_1 и X_2 . На практике модули и углы соответствующих векторов различны. В связи с этим области нагрузочных режимов уже не будут симметричны относительно начала координат, и это обстоятельство необходимо учитывать при выборе угла отстройки от нагрузочного режима $\varphi_{\text{нагр.ИО}}$ и угла наклона левой части характеристики ИО сопротивления $\varphi_{3(N)}$.

Определения уставки срабатывания ИО сопротивления по оси R для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки), $R_{\text{уст.нагрэ}}$

Уставку срабатывания ИО сопротивления по оси R для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки) можно определить разными способами:

- исходя из минимального сопротивления нагрузки:

$$\bar{Z}_{\text{нагр.мин}} = \frac{\bar{U}_{\text{нагр.мин}}}{\bar{I}_{\text{нагр.макс}}}, \quad (143)$$

где $\bar{U}_{\text{нагр.мин}}$, $\bar{I}_{\text{нагр.макс}}$ – минимальное напряжение и максимальный ток при максимально возможной нагрузке, с учетом запуска или самозапуска электродвигателей;

- исходя из заданного режима передачи максимальных активной и реактивной мощности по линии электропередачи (задается службой режимов предприятия энергетики);

- исходя из расчета минимального сопротивления по (140).

Для последнего условия уставка срабатывания ИО сопротивления по оси R (вырез нагрузки) определяется из минимального сопротивления максимальной нагрузки по (146):

$$R_{\text{уст.нагр}} = k_{\text{отс}} R_{\text{нагр.мин}} = k_{\text{отс}} \cdot \frac{|\bar{Z}_2 - \bar{Z}_1|}{2 \cdot \text{tg}(\delta/2)}, \quad (144)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, который можно принять для ДЗ (0,8 ÷ 0,9).

Определение угла наклона частей характеристики ИО сопротивления для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки), $\varphi_{\text{нагр.ИО}}$.

Угол наклона частей характеристики ИО сопротивления для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки) также можно определить по трем условиям:

- исходя из характеристики минимального сопротивления нагрузки.

Если известно $Z_{\text{нагр.мин}}$, то известно его активная и индуктивная составляющие и, соответственно, угол нагрузки;

- исходя из заданного режима передачи максимальных активной и реактивной мощности по линии электропередачи (задается службой режимов предприятия энергетики), угол максимальной нагрузки также определяется непосредственно по $P_{\text{нагр}}$ и $Q_{\text{нагр}}$;

- исходя из рисунка 6, угол максимальной нагрузки можно определить графически при заданных дугах окружностей по (134), (135) и по (136), (137), а также по дугам окружности по (138). Точки пересечения дуг окружностей 1 и 3, 5, 7; 2 и 3, 5, 7 с правой стороны рисунка 6; 1 и 3, 4, 6; 2 и 3, 4, 6 с левой стороны рисунка 6 и центр координат позволят определить угол максимальной нагрузки.

Зная угол максимальной нагрузки, можно определить угол наклона частей характеристики ИО сопротивления для отстройки от нагрузки (вырез нагрузки):

$$\text{- в I и IV квадрантах: } \varphi_{\text{нагр.ИО}} = \pm (\varphi_{\text{нагр}} + (5 \div 10)^\circ); \quad (145)$$

$$\text{- в II и III квадрантах: } \varphi_{\text{нагр.ИО}} = 180^\circ \pm (\varphi_{\text{нагр}} + (5 \div 10)^\circ). \quad (146)$$

Определение угла наклона нижней левой части характеристики ИО сопротивления, φ_3 .

Угол наклона нижней левой части характеристики ИО сопротивления определяется, исходя из условия отстройки ИО сопротивления от максимальной нагрузки, которая может передаваться от линии к шинам, то есть от второго источника питания.

Следовательно, этот угол наклона характеристики ИО сопротивления определяется по выражению (150) с учетом, что данный угол находится в II квадранте:

$$\varphi_3 = 180^\circ - (\varphi_{\text{нагр}} + (5 \div 10)^\circ). \quad (147)$$

Определение влияния параллельной линии на работу ИО сопротивления.

Из выражения (101) следует, что на замер ИО сопротивления при однофазных КЗ оказывает влияние взаимоиנדукция с параллельной линией. Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности линии зависит от наличия взаимоиנדукции с параллельной линией или линиями, идущими в общем коридоре.

Для двух параллельных линий в зависимости от режима их работы эквивалентное сопротивление защищаемой линии определяется как [15]:

$$1) \text{ две линии в работе: } \bar{Z}_{0\text{экв}} = \bar{Z}_0 + \bar{Z}_\mu, \quad (148)$$

$$2) \text{ одна линия отключена: } \bar{Z}_{0\text{экв}} = \bar{Z}_0, \quad (149)$$

3) одна линия отключена и заземлена на двух концах линии:

$$\bar{Z}_{0\text{экв}} = \bar{Z}_0 - \frac{\bar{Z}_\mu^2}{\bar{Z}_0}, \quad (150)$$

где \bar{Z}_0 - полное сопротивление нулевой последовательности линии;

\bar{Z}^{μ} - полное сопротивление взаимоиндукции между параллельными линиями.

Определение корректирующих множителей коэффициентов компенсации тока НП, KK_X и KK_R .

Расчетным является режим, когда параллельная линия отсутствует, либо отключена, но не заземлена с двух сторон (146). В этом случае:

$$KK_X = 1, \quad KK_R = 1, \quad (151)$$

как и принимается по умолчанию для ИО сопротивления терминалов ШЭ2607.

При параллельных работающих линиях, приняв углы сопротивлений Z_0 и Z_{μ} одинаковыми, определим KK_X и KK_R из выражений (102) и (146):

$$KK_X = 1 + \frac{X_{\mu y \partial}}{X_{0y \partial} - X_{1y \partial}} \frac{0.85}{1.15}, \quad KK_R = 1 + \frac{R_{\mu y \partial}}{R_{0y \partial} - R_{1y \partial}} \frac{0.85}{1.15}. \quad (152)$$

В данном случае $KK_X > 1$ и $KK_R > 1$.

Когда параллельная линия отключена и заземлена с двух сторон, определим KK_X и KK_R из выражений (114) и (154):

$$KK_X = 1 - \frac{X_{\mu y \partial}}{X_{0y \partial} - X_{1y \partial}} \frac{X_{\mu y \partial}}{X_{0y \partial}}, \quad KK_R = 1 - \frac{R_{\mu y \partial}}{R_{0y \partial} - R_{1y \partial}} \frac{R_{\mu y \partial}}{R_{0y \partial}}. \quad (153)$$

В этом случае $KK_X < 1$ и $KK_R < 1$.

В связи с выражениями (149) – (151) ИО сопротивления в шкафах ШЭ2607 имеют регулировку KK_X и KK_R от 0 до 3.

2.4.1.3 Определение значений уставок ИО определителя вида повреждения (ОВП)

Так как ДЗ предназначена для защиты от всех видов КЗ, то необходим ОВП для разделения действия ДЗ от междуфазных КЗ и ДЗ от однофазных КЗ.

Для определения однофазных КЗ предусмотрен быстродействующий ИО тока НП с торможением от одного из фазных токов, совместно с ИО напряжения НП.

Ток срабатывания ИО по току нулевой последовательности при отсутствии торможения $I_{\text{ОПО}}$ выбирается по условию отстройки от суммарного тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока, протекающего в максимальном нагрузочном режиме, по выражению:

$$I_{\text{ОПО}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \left(I_{\text{Онб}} + 3I_{\text{Он.р}} \right), \quad (154)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность терминала, ошибки расчета и необходимый запас, рекомендуется принимать равным 1,25;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равный не менее 0.8;

$I_{\text{Онб}}$ – первичный ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока в рассматриваемом режиме, определяется по выражению:

$$I_{\text{Онб}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч}}, \quad (155)$$

где $k_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, принимается равным: 0,05 – при небольших кратностях, до $(2 \div 3)I_{\text{ном}}$; 0,05 ÷ 0,1 - при больших кратностях, но не превосходящих $(0,7 \div 0,8)I_{k10}$ (I_{k10} – предельная кратность первичного тока трансформаторов тока при 10%-ной погрешности); при кратностях больших $(0,7 \div 0,8)I_{k10}$ расчет производится по выражению (ПVII-1) приложения VII [4];

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток при качаниях или асинхронном ходе;

$3I_{\text{Он.р}}$ – утроенный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе.

Напряжение срабатывания ИО по напряжению НП $U_{\text{ОПО}}$ выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме, и определяется по выражению:

$$U_{\text{ОПО}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \left(U_{\text{Онб}} + 3U_{\text{Он.р}} \right), \quad (156)$$

где $k_{\text{отс}}$ – то же, что в выражении (152);

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равный не менее 0,9;

$U_{\text{Онб}}$ – первичное напряжение небаланса на реле в рассматриваемом режиме;

$3U_{\text{Он.р}}$ – утроенное напряжение нулевой последовательности, обусловленное несимметрией в системе.

Напряжение $U_{\text{Онб}}$ может приниматься порядка 1,5 - 2 В.

Торможение (изменение порога срабатывания ИО тока НП) осуществляется от модуля первой гармоники тока $I_{\text{Т.Ф}}$, значение которого является средним между максимальным и минимальным значениями тока в остальных двух фазах.

Ток срабатывания по току нулевой последовательности $I_{\text{ср}}^{\text{Т}}$ ИО тока НП определяется в соответствии с выражением:

$$I_{\text{ср}}^{\text{Т}} = \text{Макс} \left[I_{\text{ср}}^{(0)}, K_{\text{Т}} \cdot \left(I_{\text{Т.Ф}} - 1,25 \cdot I_{\text{НОМ}} \right) \right], \quad (157)$$

где $K_{\text{Т}}$ – коэффициент торможения;

$I_{\text{ср}}^{(0)}$ – ток срабатывания РТНП при отсутствии торможения.

Зависимость порога срабатывания ИО тока НП от тормозного тока приведена на рисунке 9.

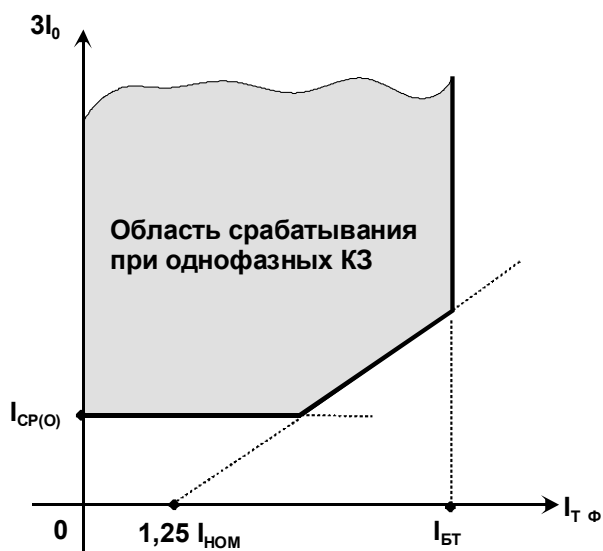


Рисунок 9 - Область срабатывания при однофазных КЗ

Ограничение области фиксации однофазных КЗ с помощью ИО тока НП и ИО напряжения НП производится блокирующим ИО максимального тока БТ, реагирующим на величину одного из фазных токов, значение которого является средним между максимальным и минимальным значениями тока в остальных двух фазах (аналогично току торможения).

Ток срабатывания ИО максимального тока $I_{БТ}$ рекомендуется выбирать:

1) по условию отстройки от максимального рабочего тока в защищаемом участке с учетом самозапуска двигателей потребителей, в частности при успешном АПВ и АВР;

2) по условию отстройки от максимального тока в неповрежденной фазе при КЗ на землю.

Ток срабатывания ИО максимального тока, выбираемый по условию 1, определяется по выражению:

$$I_{БТ} \geq \frac{k_n \cdot k_{\text{самозап}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (158)$$

где k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_{\text{самозап}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей, ориентировочно может приниматься равным $1,5 \div 2,0$ в зависимости от конкретных условий и должен уточняться расчетом;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата БТ, равный не менее 0,9;

$I_{\text{раб.макс}}$ - максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Ток срабатывания ИО максимального тока, выбираемый по условию 2, определяется по выражению:

$$I_{\text{БТ}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{неп.з}}, \quad (159)$$

где $k_{\text{н}}$ - то же, что в выражении (162);

$I_{\text{неп.з}}$ - максимальное значение первичного тока в неповрежденной фазе при КЗ на землю.

Видится целесообразным принимать ток срабатывания ИО максимального тока $I_{\text{БТ}}$ равным минимальному значению тока, проходящего в месте установки рассматриваемой защиты при двухфазном КЗ в конце зоны, защищаемой 1 ступенью ДЗ:

$$I_{\text{БТ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma 3} + Z(I))}, \quad (160)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное значение первичного напряжения рассматриваемой линии;

$Z_{\Sigma 3}$ - результирующее сопротивление до места установки рассматриваемой защиты со стороны питания при КЗ в расчетной точке;

$Z(I)$ - уставка срабатывания ИО 1 ступени ДЗ на угле максимальной чувствительности.

Ток срабатывания по току нулевой последовательности I_{CP}^{T} ИО тока НП, соответствующий $I_{\text{T.Ф}} = I_{\text{Б.Т}}$, выбирается по условию отстройки от тока небаланса, возникающего при двухфазном КЗ в конце зоны, защищаемой 1 ступенью ДЗ:

$$I_{\text{CP}}^{\text{Б.Т}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{Онб.у}}, \quad (161)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность терминала, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,25;

$k_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, может быть принят равным 2,0;

$I_{\text{Онб.у}}$ - первичный ток небаланса в нулевом проводе ТТ в установившемся режиме при металлическом двухфазном КЗ в соответствующей точке, грубо приближенно может быть определен по выражению (159).

Тогда коэффициент торможения K_{T} будет определяться в соответствии с выражением:

$$K_{\text{T}} = \frac{I_{\text{CP}}^{\text{Б.Т}}}{I_{\text{Б.Т}} - 1.25 \cdot I_{\text{ном}}}, \quad (162)$$

где $I_{\text{CP}}^{\text{Б.Т}}$ - ток срабатывания I_{CP}^{T} ИО тока НП, соответствующий $I_{\text{T.Ф}} = I_{\text{Б.Т}}$;

$I_{\text{Б.Т}}$ - ток срабатывания ИО максимального тока;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток ТТ.

2.4.1.4 Определение параметров устройства БК

Расчет уставок БК следует вести по методическим указаниям по выбору уставок и параметров срабатывания высокочастотных

микропроцессорных защит, в которые входят и ДЗ, разработанным ВНИИЭ [16].

Вопросы определения чувствительности ИО сопротивления ДЗ в данном материале не рассматриваются, так как микропроцессорные защиты в этом вопросе принципиально не отличаются от известных выражений для электромеханических защит, рассмотренных в РУ по РЗ [1 – 3]. Кроме того, методика, предложенная выше, построена на основе РУ по РЗ, где за основу взята уставка срабатывания ИО сопротивления по линии максимальной чувствительности. Все остальные параметры ИО сопротивления, так или иначе, зависят от этой уставки.

Времена срабатывания отдельных ступеней ДЗ также не зависят от элементной базы рассматриваемых защит, они зависят от согласования защит отдельных ступеней и отдельных объектов. Следует, конечно, отметить, что микропроцессорные защиты более чувствительные и более быстродействующие по своим параметрам, как более точные устройства.

2.4.2 Рекомендации для расчета уставок токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП)

2.4.2.1 Порядок расчета уставок ТЗНП

Предлагается следующий порядок расчета уставок ступеней ТЗНП:

1. Определение тока срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней защиты:

- ток срабатывания I ступени ТЗНП – $I_{\text{ср.ПТ.Iст}}$;
- ток срабатывания II ступени ТЗНП – $I_{\text{ср.ПТ.IIст}}$;
- ток срабатывания III ступени ТЗНП – $I_{\text{ср.ПТ.IIIст}}$;
- ток срабатывания IV ступени ТЗНП – $I_{\text{ср.ПТ.IVст}}$;
- ток срабатывания V ступени ТЗНП – $I_{\text{ср.ПТ.Vст}}$;
- задержка на срабатывание I ступени – $t_{\text{ср.Iст}}$;
- задержка на срабатывание II ступени – $t_{\text{ср.IIст}}$;
- задержка на срабатывание III ступени – $t_{\text{ср.IIIст}}$;

- задержка на срабатывание IV ступени – $t_{\text{ср.IV ст}}$;

- задержка на срабатывание V ступени – $t_{\text{ср.V ст}}$;

2. Определение необходимости использования в защите ИО

направления мощности нулевой последовательности (НМНП) и значений его уставок:

- ток срабатывания разрешающего ИО НМНП – $I_{\text{ср.разр.РНМ}}$;

- ток срабатывания блокирующего ИО НМНП – $I_{\text{ср.бл.РНМ}}$;

- напряжение срабатывания блокирующего ИО НМНП – $U_{\text{ср.бл.РНМ}}$;

- напряжение срабатывания разрешающего ИО НМНП – $U_{\text{ср.разр.РНМ}}$;

- сопротивление смещения в линию разрешающего ИО НМНП -

$Z_{\text{см.разр.РНМ}}$.

3. Определение чувствительности ступеней защиты.

4. Определение положения программных накладок.

Значение тока срабатывания отдельных ступеней защиты определяется известными выражениями для расчета уставок электромеханических защит, приведенным в РУ по РЗ [4].

2.4.2.2 Выбор параметров срабатывания ИО НМНП

Для обеспечения направленности ТЗНП используются два ИО НМНП: разрешающий, который срабатывает при направлении мощности нулевой последовательности от линии к шинам, и блокирующий, который срабатывает при обратном направлении мощности нулевой последовательности.

Уставки ИО НМНП по углу максимальной чувствительности при утроенных по отношению к порогам срабатывания значениях тока и напряжения: у разрешающего ИО - 250° , у блокирующего - 70° . При этом обеспечивается минимальная угловая ширина зон срабатывания разрешающего и блокирующего ИО НМНП не менее 160° .

Вольтамперная характеристика бывает двух типов:

- напряжение срабатывания (U_{CP}) и ток срабатывания (I_{CP}) практически не влияют друг на друга (рисунок 10а);

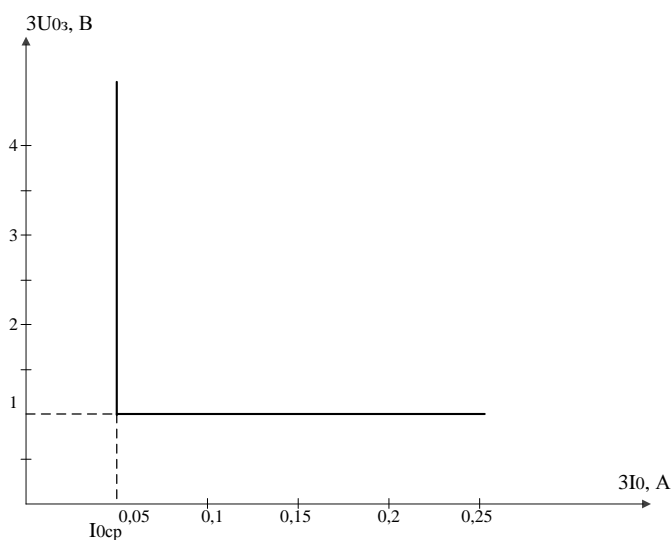
- возможность смещения «в зону» срабатывания посредством добавления к напряжению на реле дополнительной составляющей, пропорциональной току ИО НМНП (рисунок 10б).

Вопрос о выполнении направленности ступеней с использованием разрешающего ИО НМНП без смещения или со смещением следует решать с учетом обеспечения требуемой чувствительности.

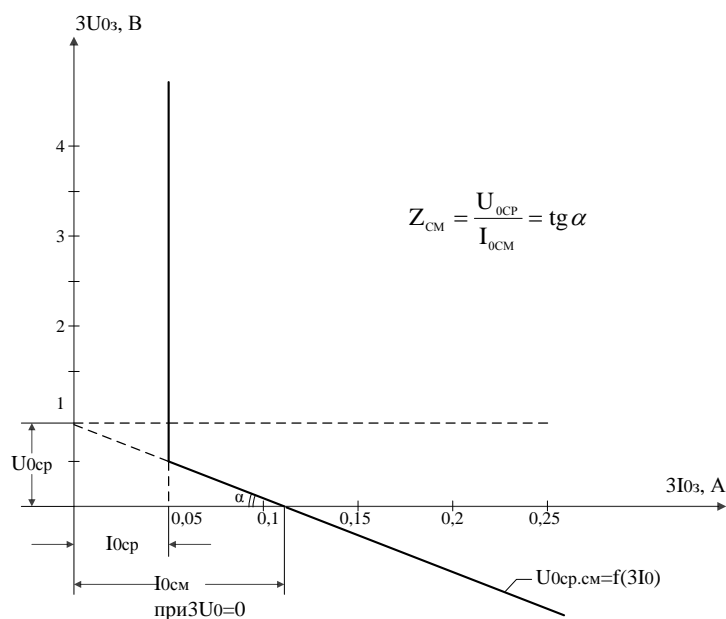
Согласно ПУЭ для органов направления мощности нулевой последовательности должны обеспечиваться следующие наименьшие коэффициенты чувствительности:

1) около 1,5 по току и напряжению - для ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце своей линии;

2) 1,2 по току и напряжению - для ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце смежного элемента или наиболее удаленного из нескольких последовательных элементов, входящих в зону резервирования.



а)



б)

Рисунок 10. Вольтамперная характеристика разрешающего ИО НМНП:

а – без смещения, б – со смещением

Параметры срабатывания разрешающего ИО НМНП без смещения

Первичный ток срабатывания ИО выбирается по условию отстройки от суммарного тока небаланса в нулевом проводе ТТ, протекающего в нормальном нагрузочном режиме, по выражению:

$$I_{\text{ср.разр.ИОНМНП}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \left(I_{0\text{нб}} + 3I_{0\text{н.р}} \right), \quad (163)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность терминала, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,25;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 0,9;

$I_{0\text{нб}}$ – первичный ток небаланса в нулевом проводе в рассматриваемом режиме;

$3I_{0\text{н.р}}$ – утроенный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе.

Следует отметить, что отстройка от тока небаланса при качаниях не производится в предположении, что первая и вторая ступени отстроены от этого режима по току срабатывания, а более чувствительные – не будут срабатывать в связи с тем, что время действия этих ступеней больше периода качаний (выдержка времени защиты около 1,5 – 2 с).

Первичное напряжение срабатывания реле выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме, и определяется по выражению:

$$U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \left(U_{\text{0нб}} + 3U_{\text{0н.р}} \right), \quad (164)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность терминала, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,25;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 0,9;

$U_{\text{0нб}}$ – первичное напряжение небаланса на реле в рассматриваемом режиме;

$3U_{\text{0н.р}}$ – утроенное напряжение нулевой последовательности, обусловленное несимметрией в системе.

Напряжение $U_{\text{0нб}}$ может приниматься порядка 1,5 - 2 В.

После выбора параметров срабатывания должна быть проверена чувствительность разрешающего ИО НМНП по току и напряжению.

Коэффициент чувствительности по току определяется по выражению:

$$k_{\text{ч.т.ИОНМНП}} = \frac{3I_{\text{0з.мин}}}{I_{\text{ср.разр.ИОНМНП}} \cdot K_{\text{ТТ}}}, \quad (165)$$

где $3I_{\text{0з.мин}}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в

месте установки защиты при расчетном виде замыкания на землю в расчетном режиме;

$I_{\text{ср.разр.ИОНМНП}}$ - ток срабатывания разрешающего ИО НМНП;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Коэффициент чувствительности по напряжению определяется по выражению:

$$k_{\text{ч.т.ИОНМНП}} = \frac{3U_{0\text{з.мин}}}{U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}} \cdot K_{\text{ТН}}}, \quad (166)$$

где $3U_{0\text{з.мин}}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного начального напряжения нулевой последовательности в месте установки защиты при расчетном виде замыкания на землю в расчетном режиме;

$U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}}$ - напряжение срабатывания разрешающего ИО НМНП;

$K_{\text{ТН}}$ - коэффициент трансформации ТН.

Если чувствительность реле по напряжению не обеспечивается, то должно быть введено смещение.

Параметры срабатывания разрешающего ИО НМНП со смещением

Уставки по току и напряжению срабатывания выбираются аналогично указанному для разрешающего ИО НМНП без смещения.

Кроме оговоренных параметров необходимо выбрать параметр реле, определяющий смещение «в зону» срабатывания – сопротивление смещения $Z_{\text{см}}$.

При выборе данного параметра необходимо рассмотреть два условия.

1. Чувствительность данного реле должна быть обеспечена при КЗ в зоне дальнего резервирования при токе срабатывания наиболее чувствительной ступени по выражению:

$$\frac{U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}}}{K_{\text{ТН}}} \cdot k_{\text{ч}} = \frac{3U_{03}}{K_{\text{ТН}}} + Z_{\text{см}} \cdot \frac{I_{0\text{с.з}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (167)$$

где $U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}}$ – первичное напряжение срабатывания разрешающего ИО НМНП;

$K_{\text{ТН}}$ - коэффициент трансформации ТН;

$k_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности, принимается равным 1,2;

$3U_{03}$ – утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при КЗ в конце зоны наиболее чувствительной ступени защиты;

$Z_{\text{см}}$ - сопротивление смещения реле;

$I_{0\text{с.з}}$ – первичный ток срабатывания наиболее чувствительной ступени;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ.

Откуда

$$Z_{\text{см}} = \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}} \cdot I_{0\text{с.з}}} \left(U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}} \cdot k_{\text{ч}} - 3U_{03} \right). \quad (168)$$

2. Должна быть обеспечена селективность защиты при КЗ на шинах подстанции, где установлена защита, то есть напряжение на реле с учетом дополнительной составляющей от смещения должно быть меньше напряжения срабатывания реле:

$$\frac{U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}}}{K_{\text{ТН}}} > k_{\text{отс}} \left(Z_{\text{см}} \cdot \frac{3I_{0\text{макс}}}{K_{\text{ТТ}}} + \frac{3U_{03}}{K_{\text{ТН}}} \right), \quad (169)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность терминала и ошибки расчета, принимается равным 1,15;

$3I_{0\text{макс}}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности, протекающего через защиту при КЗ на шинах подстанции, где установлена защита;

$3U_{0з}$ – утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при КЗ на шинах подстанции.

Откуда

$$Z_{\text{см}} < \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} \cdot \frac{\frac{U_{\text{ср.разр.ИОНМНП}}}{k_{\text{отс}}} - 3U_{0з}}{3I_{0\text{макс}}} \quad (170)$$

Расчетным значением $Z_{\text{см}}$ является значение между двумя величинами, полученными в соответствии с выражениями (172) и (174).

Выбор параметров срабатывания блокирующего ИО НМНП

Ток срабатывания выбирается так же, как и для разрешающего ИО НМНП в соответствии с выражением (161). При этом ток срабатывания блокирующего ИО НМНП должен быть меньше, чем ток срабатывания реле тока наиболее чувствительной ступени защиты:

$$\frac{I_{0\text{с.з}}}{K_{\text{ТТ}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ср.бл.ИОНМНП}} \quad (171)$$

где $I_{0\text{с.з}}$ - ток срабатывания наиболее чувствительной ступени защиты;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ;

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{\text{ср.бл.ИОНМНП}}$ – ток срабатывания блокирующего ИО НМНП.

Уставка по напряжению срабатывания принимается равной 0,5 В, что необходимо для обеспечения селективности защиты при удаленных КЗ за шинами подстанции, где установлена защита.

Необходимо проверить условие правильного действия блокирующего ИО НМНП при замыкании на землю в направлении, противоположном защищаемому, то есть напряжение в месте установки рассматриваемой защиты в режиме протекания по линии тока, равного току срабатывания наиболее чувствительной ступени защиты, должно быть больше, чем напряжение срабатывания блокирующего ИО НМНП:

$$3U_{0з} \geq \frac{k_{отс} \cdot U_{ср.бл.ИОНМНП} \cdot K_{ТН} \cdot 3I_{0з}}{I_{0с.з}}, \quad (172)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,15;

$3U_{0з}$ - утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты в указанном режиме.

Если условие (175) не выполняется, то блокирующий ИО НМНП не должен применяться для контроля направленности ступеней ТЗНП.

Рекомендации для расчета уставок прочих устройств шкафов резервных защит ООО НПП «ЭКРА», таких как ТО, АПВ, УРОВ, следует выбирать из РУ по РЗ или литературы по электромеханическим и электронным РЗА.

2.5 Электромагнитная совместимость – проблемы терминалов

2.5.1 Электромагнитная обстановка на энергетических и промышленных объектах

Надёжность работы энергетических и промышленных объектов во многом определяется надёжностью работы электронной (сейчас, как правило, цифровой) аппаратуры защиты, автоматики, связи и т.п. Специфика современных объектов такова, что устанавливаемая на них электронная аппаратура часто подвергается воздействию высоких уровней электромагнитных помех.

Оценка ЭМО на энергетических объектах регламентируется методическими указаниями по определению электромагнитной обстановки и

совместимости на электрических станциях и подстанциях СО 34.35.311-2004. Методические указания предназначены для решения актуальной комплексной задачи: определения наиболее неблагоприятной ЭМО, характеризуемой наибольшими, но реально возможными ЭМП в местах расположения микропроцессорных устройств; проверки ЭМС на действующих объектах; разработки требований по классам жёсткости испытаний на помехоустойчивость. В указаниях приведены методики измерений и расчётов уровней ЭМП, вызванных различными причинами, например, оценка импульсных помех при коммутациях силового оборудования и коротких замыканиях. Приводятся рабочие программы испытаний, протоколы, классификация ЭМО, классы и степени жёсткости испытаний устройств на помехоустойчивость, требования к техническим средствам воздействий и измерений.

Основной вклад в ЭМО на энергетических объектах, как правило, вносят следующие виды помех:

1. Короткие замыкания (КЗ)

Протекание по заземляющему устройству (ЗУ) значительных токов КЗ в се-тях высокого напряжения приводит к возникновению:

- а) перепадов потенциалов в пределах ЗУ. Таким образом, значительные разности потенциалов оказываются приложенными к вторичным кабелям (как проходящим в пределах ЗУ объекта, так и выходящим за его пределы) и соответствующим входам аппаратуры;

- б) кроме того, протекание токов КЗ в силовых ошиновках и по элементам ЗУ создаёт магнитное поле, амплитуда которого часто составляет сотни А/м.

Это поле создаёт наводки на вторичные кабели в случае их сближения с трассой протекания тока КЗ.

В реальности оба эти фактора часто действуют одновременно, вызывая значительные перенапряжения, опасные для аппаратуры и даже изоляции кабелей.

2. Грозовые разряды

Растекание тока молнии часто происходит по элементам систем заземления и питания информационной техники либо вблизи от неё.

Пример: При расследовании причин повреждения аппаратуры в одном из диспетчерских управлений, было установлено, что причина отказа элементов систем связи, АСУ и сигнализации, явилось непосредственное воздействие импульсного электромагнитного поля на аппаратуру. По приближённой оценке, напряжённость магнитного поля в месте размещения аппаратуры составила от 300 до 1000 А/м, что может представлять угрозу даже для специальной аппаратуры в промышленном исполнении, не говоря уже о компьютерах и АТС офисного типа.

Особую опасность представляют разряды на мачты радиосвязи, расположенные рядом с ОПУ, приводящие к подъёму потенциала заземления здания, кабельных каналов и лотков, к протеканию части тока молнии по экранам ВЧ-кабелей и металлоконструкциям в здании, к наводкам на вторичные кабели, к действию электромагнитного поля на аппаратуру, к проникновению импульса в систему питания через цепи питания устройств на мачте.

На ТЭЦ и ГРЭС опасность могут представлять молниевые разряды на трубы. При разряде на стержневые и тросовые молниеприёмники возможно попадание заземления аппаратуры, измерительных трансформаторов, а также трасс прокладки вторичных цепей в зону подъёма потенциала вблизи заземления молниеприёмника. В этом случае недопустимо высокая разность потенциалов может быть приложена к изоляции вторичных цепей и входам аппаратуры.

Возможно распространение помех по сети собственных нужд при разряде на молниеприёмники прожекторных мачт.

3. Переходные режимы работы высоковольтного оборудования (в том числе, вызванные коммутациями)

При коммутационных операциях выключателями и разъединителями в сети высокого напряжения возникает высокочастотный переходный процесс. Параметры этого процесса индивидуальны для каждого объекта и, более того, даже для каждой конкретной коммутации. Высокочастотные токи и перенапряжения через системы шин распространяются по территории объекта. Они создают электромагнитные поля, способные вызвать наводки во вторичных кабелях и даже во внутренних цепях аппаратуры. Кроме того, проникновение коммутационных помех во вторичные кабели происходит через трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, фильтры присоединения высокочастотной связи.

Особенно серьёзна ситуация на компактных элегазовых подстанциях, где высоковольтное оборудование и подверженная его влиянию электронная аппаратура размещаются очень близко друг к другу. Следует отметить, что уровни коммутационных помех зависят от множества факторов, среди которых наиболее существенные: геометрия объекта, тип первичного оборудования, состояние заземляющего устройства, трассы прокладки вторичных цепей.

Истинный уровень коммутационных помех может быть достоверно определён лишь по результатам измерений. Поэтому измерение коммутационных помех следует рассматривать как обязательную часть комплекса оценки ЭМО.

4. Неправильная компоновка подстанции

Иногда информационные цепи и электронная аппаратура располагаются рядом с силовым электрооборудованием, включая контакторы, мощные реле. Это может привести к проблемам ЭМС, особенно

при коммутациях силовых цепей. Помехи при коммутациях высоковольтного оборудования могут приводить к проникновению помех во вторичные цепи трансформаторов тока, трансформаторов напряжения; к наводкам на любые вторичные цепи, в том числе питания, связи; к появлению импульсных потенциалов и токов в элементах заземляющего устройства. При работе коммутационных аппаратов генерируются высокочастотные токи и перенапряжения в первичной сети. Причиной их возникновения являются высокочастотные переходные процессы, протекающие в коммутируемых шинах. Аналогичная ситуация наблюдается при КЗ (поскольку наряду с низкочастотной составляющей ток КЗ имеет высокочастотную импульсную составляющую). Любой элемент первичной сети обладает распределённой или сосредоточенной ёмкостью и индуктивностью.

Таким образом, образуется колебательный контур, в котором при переключениях возбуждаются высокочастотные колебания. Через различные механизмы связи (гальванический, индуктивный, ёмкостной) эти помехи попадают во вторичные цепи и затем – на входы аппаратуры. Иногда (особенно при коммутациях разъединителями) воздействие помех носит многократный характер. Причиной этого является многократный пробой воздушного промежутка за время работы коммутационного аппарата. Опасные помехи могут возникать и при коммутациях в сетях до 1 кВ. Типичная ситуация – разрыв тока в индуктивной нагрузке (например, на обмотке контактора). Механизм генерации помехи амплитудой до нескольких кВ полностью аналогичен принципу работы системы зажигания двигателя внутреннего сгорания.

При разрыве тока, протекающего через обмотку, в силу закона электромагнитной индукции, возникают перенапряжения. Теоретически, при мгновенном прекращении протекания тока, перенапряжение будет бесконечно большим. В реальности, перенапряжение лимитируется электрической прочностью воздушного промежутка коммутационного

аппарата. Ёмкости (паразитные или специально включенные) также могут снизить амплитуду помех.

5. Внутренние источники помех в помещениях

Коммутации электромеханических устройств различного назначения. Осциллографирование помех при коммутациях низковольтных цепей показало, что переключения реле, электроприводов и т.п. также сопровождаются коммутационными помехами. Частоты обычно оказываются значительно выше, чем при коммутациях высоковольтного оборудования (до сотни МГц и даже выше). Штатная работа силового электрооборудования (до и выше 1 кВ).

Низкочастотные магнитные поля при нормальной работе силового электрооборудования. При компактном расположении силового и электронного оборудования возможно постоянное воздействие на аппаратуру полей высокого уровня. Кроме того, часто приходится сталкиваться с повышением уровня магнитного поля промышленной частоты, обусловленным ошибочной конструкцией системы собственных нужд объекта. Амплитуда таких полей обычно слишком мала для того, чтобы вызывать сбои или отказы оборудования. Однако, часто приходится сталкиваться с их негативным влиянием на дисплеи («дрожание» изображения). Это приводит к быстрой утомляемости оперативного персонала, имеющего автоматизированные рабочие места. Кроме того, оказываются превышенными нормы Санитарных правил.

6. Радиосредства

За последнее десятилетие были отмечены случаи сбоев в работе электронной аппаратуры на энергообъектах под действием полей радиочастотных источников. В некоторых случаях фиксируется неблагоприятное воздействие на аппаратуру радиочастотных электромагнитных полей. Напряжённость поля, создаваемого любыми радиосредствами, быстро падает по мере удаления от передающей антенны.

Поэтому поле от портативной радиостанции, работающей рядом с аппаратурой, может оказаться более опасным, чем поле от мощного радиостанции, размещённого на расстоянии нескольких сот метров от объекта. Антенны радиорелейной и космической связи обычно являются направленными, и при правильной установке опасности аппаратуры не создают.

7. Низкое качество напряжения питания

Низкое качество напряжения питания в цепях переменного и постоянного тока может иметь различные причины. Наиболее распространённые: недостаточная мощность источника питания, существенно нелинейный характер нагрузки (например, блоки питания электронной аппаратуры); кратковременные скачки потребляемой мощности (например, при работе электроприводов выключателей).

Чаще всего проблемы качества питания возникают на подстанциях, питающих мощную нелинейную нагрузку. Таковы, в частности, тяговые подстанции, подстанции многих промышленных предприятий. Другим распространённым источником проблем с качеством питания является использование устаревших источников бесперебойного питания, инверторов, стабилизаторов.

8. Электростатические потенциалы

Электростатический разряд представляет опасность для современной аппаратуры из-за высокочастотного характера импульса (фронт – менее 1 нс). Хотя энергия, переносимая таким импульсом, мала, за счёт высокой амплитуды недопустимое влияние на аппаратуру (в первую очередь, логические элементы) оказывается возможным.

9. Штатные режимы работы электроустановок, допускающие протекание значительных токов через ЗУ объекта

В большинстве случаев протекание значительных токов по заземляющему устройству объекта не является штатной ситуацией, тем не менее, иногда это всё же происходит. В этом случае на заземляющем

устройстве объекта постоянно присутствует некоторый потенциал. Этот потенциал может вызывать появление помех, в частности – в цепях связи с другими объектами. При больших размерах объекта или плохом состоянии его заземляющего устройства, значительные разности потенциалов могут появиться и в пределах территории объекта. Плохое заземление на подстанциях создаёт не только высокие остаточные напряжения, но и даже достаточно большое шаговое напряжение.

10. Перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью

Сети 6–35 кВ работают с изолированной нейтралью либо с компенсацией ёмкостного тока замыкания на землю. Дугогасящие аппараты для компенсации ёмкостного тока замыкания на землю устанавливаются, если его величина превышает определённые нормированные значения: 30 А для сети 6 кВ, 20 А для сети 10 кВ и 10 А для сети 35 кВ. Сети с изолированной или компенсированной нейтралью могут длительно работать с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ). Из-за старения оборудования существенно снижается уровень изоляции. Тогда наличие ОЗЗ в сети увеличивает риск многофазных повреждений.

В сетях 6-35 кВ внутренние перенапряжения возникают при: включении и отключении воздушных и кабельных линий; отключении ненагруженных трансформаторов; отключении двойного КЗ на землю; отключении двухфазных КЗ; одновременном включении фаз при пуске электродвигателей; включении электродвигателей при автоматическом вводе резерва (АВР); или автоматическом повторном включении (АПВ); отключении электродвигателей; коммутации нагрузки вакуумными выключателями; дуговых замыканиях на землю; резонансных повышениях напряжения.

Необходимого уровня ЭМС электрооборудования сетей 6–35 кВ можно достичь:

- 1) применением нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), обеспечивающих защиту от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- 2) увеличением электрической прочности изоляции воздушных линий путём замены неизолированных проводов на защищённые, применения полимерных изоляторов из кремнийорганической резины или увеличения числа изоляторов в гирлянде;
- 3) уменьшением сопротивления заземления;
- 4) повышением надёжности и селективности действия защиты от ОЗЗ;
- 5) повышением кратности действия автоматического повторного включения (АПВ) на воздушных линиях.

2.5.2 Проблема ЭМС в устройствах релейной защиты и автоматики

Проблеме электромагнитной совместимости устройств электроавтоматики, регулирования и защит электрических станций и подстанций столько же лет, сколько электроэнергетическим установкам.

Устройства релейной защиты и автоматики (УРЗиА) при эксплуатации подвержены влиянию электромагнитных воздействий природного и техногенного характера, которые могут приводить к сбоям и отказам функционирования УРЗиА:

– «отказам на требование» – невыполнение требуемых действий при возникновении необходимости в них (например, отказ в срабатывании при коротких замыканиях, повреждениях и нарушениях в работе электротехнического оборудования);

– «отказам, сопровождаемым несанкционированными действиями» – выполнение операций, которые не должны выполняться в данный момент (например, ложные срабатывания в рабочих установившихся и переходных режимах, приводящие к отключениям линий электропередач или линий собственных нужд).

Устройства релейной защиты и автоматики являются основным элементом энергообъекта, обеспечивающим его надёжную работу.

В работе УРЗиА можно выделить следующие причины сбоев: неправильные действия персонала, неисправность УРЗиА и недостаточная электромагнитная совместимость.

Согласно статистическим данным неправильная работа УРЗиА по причине недостаточной ЭМС составляет до 10 % от всех случаев ложной работы и касается в основном только УРЗиА на микроэлектронной (МЭ) и микропроцессорной (МП) элементной базе.

Причина этого заключается в том, что чувствительность к электромагнитным помехам УРЗиА на МЭ и МП элементной базе на несколько порядков выше, чем у их традиционных электромеханических аналогов.

Для решения проблемы ЭМС УРЗиА на МЭ и МП элементной базе, как показывает мировая практика, необходим комплексный подход.

В настоящее время в отечественной практике такое комплексное решение проблем ЭМС отсутствует. В ПУЭ и в других нормативно-технических материалах, действующих на сегодня в энергетике, отсутствует даже упоминание об ЭМС. Определённые шаги в решении вопросов ЭМС в последнее время делает Росстандарт. Им издаются новые ГОСТы, являющиеся повторением стандартов МЭК. Ряд документов выпущен РАО «ЕЭС России» – это РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утверждённые Департаментом науки и техники 29.06.1993, РД 153-34.0-20.525-00 «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок», введённые в действие с 01.09.2000. Это только первые шаги в создании отечественной нормативной базы в области ЭМС. Для достижения зарубежного уровня в области ЭМС предстоит не только создать нормативную базу в виде ГОСТов и других нормативных материалов, но и заставить её работать. То есть научно-исследовательские, проектные и эксплуатирующие организации

должны не только знать нормативные материалы, но и уметь их выполнять. В существующих типовых проектах, на основании которых выполняются реальные проекты внедрения УРЗиА и вторичной коммутации, не учтены требования ЭМС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен проект релейной защиты и автоматики линии электропередачи 110 кВ «Спасск - Мучная».

Произведен расчет токов короткого замыкания, выполнена проверка и выбор оборудования на ОРУ 110 кВ ПС «Мучная». Защита линий выполнена на базе микропроцессорных терминалов фирмы ООО НПП «ЭКРА». Произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты. Была изучена схема микропроцессорного терминала ШЭ2607 011021.

Также в проекте было изучено оборудование предприятия ООО НПП «ЭКРА», рассчитаны уставки срабатывания терминала ШЭ2607 011021, описаны рекомендации по расчету уставок срабатывания терминалов ШЭ2607 на примере терминала ШЭ2607 011021, а также была запроектирована дифференциальная защита шин вместо терминала ШЭ2607 063, т.к. ООО НПП «ЭКРА» не смогли предоставить схему данного терминала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.

– 2 ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные. Технические условия.

3 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: учеб. пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

5 Имонов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. – С.-Пб.: НПО «Электрокерамика», 2004. – 32 с.

6 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256 с.

7 Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты / О. Г. Захаров . – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2011 . – 102 с.

8 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.

9 Методические указания по курсу «Безопасность жизнедеятельности». / Сост. В.Ф.Панин и др. – Т., изд. ТПУ, 1991. – 48 с.

10 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.

11 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 276 с.

12 Нормативы численности промышленно-производственного персонала электрических сетей.– М, 2004.

13 Письмо Минрегиона России от 28 февраля 2014 г. № 3085-ЕС/08.

14 Поспелов Г.Е. электрические системы и сети: проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.

15 Постановлению правительства РФ от 1.01.2002г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»

16 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ-01-93. – Зарегистрировано в Минюсте РФ 27 декабря 1993 г., № 445.

17 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.

18 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

19 Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты линии терминала REL 521 версии 2.3. / Разраб. Дмитриенко А.М. – 1-я редакция от 31.01.2008. – М.: АВВ Автоматизация, Россия, 2008. – 30 с.

20 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

21 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

22 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

– 23 РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

– 24 РД 34.49.104. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов.

– 25 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

26 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 1974. – 568 с.

27 Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 320 с.

– 28 СНиП 2.09.02-85 «Производственные здания»

29 СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».

30 Терминалы REX 5XX - аппаратное обеспечение, технические характеристики.

31 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 286 с.

32 Файбисович Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – М.: Энергопрогресс, 2000.